

Análisis de los problemas operacionales que influyen en la implementación del Casing Drilling y  
propuesta de soluciones para la optimización de la perforación

William David Romero Serrano y Johan Sebastián Hernández Hernández

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingenieros de Petróleos

Director

Zuly Himelda Calderón Carrillo

Doctora en Ingeniería Química

Codirectores

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

Magister en Ingeniería de Petróleos

Emiliano Ariza León

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

*A Dios, por darme vida para trabajar y alcanzar de a poco en mis metas.*

*A mi madre, por su cariño, sacrificio, y amor incondicional. Por ser un faro que me ha guiado a través de muchas tormentas, siendo mi principal apoyo, consejera y mayor motivación para seguir luchando por un futuro mejor para todos los que me rodean.*

*A mi familia por enseñarme la importancia de la unidad básica de la sociedad, en especial a mi tío Beto, a Stella, a Nati y a Mafe, y también a mi tío Cristian, a Jacki y a Alex, quienes fueron un apoyo demasiado importante en una de las etapas de mayor crecimiento en mi vida, me abrieron las puertas de sus casas, y me acogieron como a otro hijo y hermano más sin esperar nada a cambio, siendo algo que jamás podré pagar, y estaré eternamente agradecido.*

*A mis amigos de colegio y de vida, especialmente a Niño, Patico, Navitas, Gio, Pao, Bueno, Angie, Pepe, Derson, y Julis, que hicieron parte de este camino en el cual aprendí cosas tanto buenas, como malas, que ayudaron a construir la persona que soy.*

*A los amigos que me dio la Universidad, en especial a Pipo, Yulian, Mateus y Camila Castillo, Daniel y Camila Gil, Chía, Keyner y Karen, Geraldine, Camila Acevedo, Geral, Laura, Diego, y Vale por ser parte de este maravilloso viaje.*

*A todas las personas que en este momento están luchando de forma pacífica por una vida digna en este país, por una Colombia con más oportunidades y equidad para el pueblo, y a todos aquellos que ya no pueden hacerlo porque su voz fue silenciada.*

**William David Romero Serrano.**

**Dedicatoria**

*A Dios, por su compañía y respaldo durante cada etapa de mi vida.*

*A mi madre, por cada gesto de amor puro, por ser mi motivación, mi vida, mi todo, este logro es por y para ella.*

*A mi hermana, por siempre creer en mí.*

*A Víctor, Víctor Pai y Catherine Gomes, por hacerme parte de su familia, siempre los llevaré en mi corazón.*

*A Alix Yaneth Corzo, Martha Pineda y Graciela Hernández, por su gran cariño y acompañamiento durante el ciclo básico.*

*A William, mi compañero de tesis, por su enorme labor en el desarrollo de este trabajo de grado, por su tolerancia, apoyo, comprensión, y sobre todo por su amistad.*

*A Paula Martínez, Tatiana Tobar, Karina Ospino, Karen Gaona, Laura Motta, Sergio Rodríguez, Silvia López, Mayra Olivero, Mateo Chavarro, Julieth Hernández, Adriana Montero, y todos los que de una u otra forma fueron parte de mi ciclo básico, por cada momento de felicidad y diversión.*

*A Daniel, Keyner, Vicky, Wendy, Cami y a cada mejor amigo de la universidad, por su grata amistad.*

*A toda mi familia, por su gran apoyo y motivación.*

*A Yitzhak, Paulette, Miguel, Roger, Cristian, Edi, Valeria y Fernanda, por su increíble amistad, los majes de Latinoamérica.*

*A Jackeline, Ana Paula, Joemes, Ketson, Wendel, Kathlen, CAPEG y a la UFAM, por hacer parte de mi intercambio en Brasil.*

***Sebastián Hernández***

### **Agradecimientos**

Presentamos agradecimientos especiales a:

La doctora Zuly y el Ingeniero Néstor Saavedra, cuya supervisión, consejos y guía fueron cruciales en la realización de este proyecto, aportando invaluable enseñanzas que nos ayudaron a crecer como profesionales y como investigadores.

El Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo (GIEP) por abrirnos las puertas y permitirnos ser parte de nuestro primer grupo de investigación, donde tanto estudiantes como profesionales fueron guías en la realización de este proyecto.

Nuestra alma Mater, La Universidad Industrial de Santander por ser nuestro segundo hogar, y aportar, a través de su cuerpo académico de profesores y profesionales, en nuestro desarrollo profesional y personal.

Ecopetrol por vincularse con la realización de este proyecto.

**Tabla De Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	15
1. Objetivos.....	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Marco Teórico.....	18
2.1 Reseña Histórica .....	18
2.2. Perforación Con Revestimiento, Casing Drilling (Cd).....	20
2.2.1 Ventajas Del Casing Drilling.....	23
2.2.2 Desventajas Del Casing Drilling.....	24
2.3 Efecto Plastering .....	24
2.3.1 Efectividad Del Efecto Plastering.....	25
2.3.2 Principales Ventajas Del Efecto Plastering.....	27
3. Problemática Del Casing Drilling: Casos De Estudio .....	28
3.1 Análisis Casos De Estudio .....	28
3.1.1 Caso 1: Sub Cuenca Dampier, Australia.....	29
3.1.2 Caso 2: Revisión En El Medio Oriente.....	31
3.1.3 Caso 3: Campaña De Desarrollo De Badamyar, Birmania.....	33
3.1.4 Caso 4: Golfo De San Jorge, Argentina.....	36
3.1.5 Caso 5: Cuenca Neuquina, Argentina.....	36
3.1.6 Caso 6: Norte De Bolivia.....	38
3.1.7 Caso 7: Operaciones En El Golfo Árabe .....	38

3.1.8 Caso 8: Campo Urengoyskoye, Rusia .....	39
3.1.9 Caso 9: Campaña De Perforación En Ecuador .....	40
3.1.10 Caso 10: Cuenca Songkhla, Tailandia .....	41
3.1.11 Caso 11: Campo Louise, Filipinas .....	42
3.1.12 Caso 12: Pozo Geotérmico A, Indonesia .....	44
3.1.13 Caso 13: Timano, Rusia .....	44
3.1.14 Caso 14: Pozos De Zubair, Kuwait .....	46
3.1.15 Caso 15: Cuenca Malay, Tailandia-Malasia .....	47
3.1.16 Caso 16: Bloque Condor, Colombia .....	49
3.1.17 Caso 17: Castilla Y Nutria: Ecopetrol, Colombia .....	52
3.1.18 Caso 18: Campo Lobo, Texas, Usa .....	53
3.2 Principales Problemas Operacionales En La Implementación Del Casing Drilling .....	58
3.2.1 Técnicos .....	58
3.2.2 Económicos .....	59
4. Estrategias Para La Solución De Los Principales Problemas Operacionales En La Perforación Con Revestimiento .....	62
4.1 Torque Y Arrastre .....	63
4.1.1 Factor De Fricción .....	65
4.1.2 Modelos Numéricos Para Torque Y Arrastre .....	66
4.2 Fatiga .....	78
4.2.1 Curva S-N .....	79
4.2.2 Esfuerzos Asociados A La Fatiga Del Revestimiento .....	80
4.2.3 Estimación Numérica De La Vida Útil De La Tubería .....	84

4.2.4 Otros Modelos .....	86
4.3 Diseño Del Bha Y De La Sarta De Perforación.....	89
4.3.1 Tubería De Revestimiento.....	90
4.3.2 Accesorios Especiales De La Sarta De Perforación .....	95
5. Conclusiones .....	113
6. Recomendaciones .....	114
Referencias Bibliográficas.....	115
Apéndices.....	123

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Fechas importantes para la perforación en la industria petrolera .....	21
Tabla 2. Caso I: Conexiones Premium para evaluar torque.....	29
Tabla 3. Caso V: Comparación de tiempos de operación en Neuquina.....	37
Tabla 4. Caso XV: Comparación de costos de operación entre perforación convencional y CD	48
Tabla 5. Caso XV: Inversión en equipo nuevo para CD.....	49
Tabla 6. Caso XVIII: Tiempos de operación en Campo Lobo .....	55
Tabla 7. Recopilación de datos, Casos de estudio (1-8) de aplicación de Casing Drilling .....	56
Tabla 8. Recopilación de datos, Casos de estudio (9-15) de aplicación de Casing Drilling .....	57
Tabla 9. Casos de reducción de NPT's encontrados en la literatura.....	60
Tabla 10. Casos de reducción de tiempos de operación totales encontrados en la literatura .....	60
Tabla 11. Casos de reducción de NPT's encontrados en la literatura.....	61
Tabla 12. Inversión en equipos no disponibles .....	62
Tabla 13. Problemas operacionales durante el CD, Causas y soluciones.....	63
Tabla 14. Valores del factor de fricción en función del fluido de perforación.....	66
Tabla 15. Criterios para la selección de tubería de revestimiento .....	91
Tabla 16. Especificaciones Técnicas de los CDS Disponibles de Tesco.....	96
Tabla 17. Oferta MLT Rings, empresa Nabors.....	103
Tabla 18. Aplicación centralizadores hidroformados empresa Volant.....	106
Tabla 19. Propuesta de mejores prácticas para la implementación de CD .....	112

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Niveles de Perforación con Revestimiento.....	22
Figura 2. Caso I: Reducción de ROP pozo CD Tidapole East-1. ....	30
Figura 3. Caso I: Reducción de tiempos de operación en pozo CD Tidapole East-1. ....	31
Figura 4. Caso II: Evolución del CD en el medio Oriente.....	32
Figura 5. Caso II: Incrementos de las aplicaciones de CD en medio Oriente .....	33
Figura 6. Caso III: Reducción de tiempos de operación en pozo CD.....	35
Figura 7. Caso XI: Aumento de la resistencia al torque de la conexión por MLT Rings.....	43
Figura 8. Caso XI: Eficiencia del CD en la zona de Pertamina.....	43
Figura 9. Caso XIII: Eficiencia del CD en Timano .....	46
Figura 10. Caso XVI: Tiempos de perforación en los pozos del bloque Condor .....	51
Figura 11. Caso XVII: Comparación de Costos Pozo Castilla Norte 46.....	52
Figura 12. Caso XVII: Comparación de Costos Pozo Nutria 38 .....	53
Figura 13. Caso XVIII: Pozos perforados en Campo Lobo.....	54
Figura 14. Problemas técnicos durante la implementación de CD identificados en la literatura .	58
Figura 15. Diagrama de cuerpo libre para sección recta Aadnoy (2010) .....	68
Figura 16. Diagrama de cuerpo libre para sección curva Aadnoy (2010) .....	69
Figura 17. Diagrama de cuerpo libre para sección recta Mitchell & Miska (2011) .....	71
Figura 18. Diagrama de cuerpo libre para sección recta Mitchell & Miska (2011) .....	72
Figura 19. Diagrama para sección curva BU de alta tensión Mitchell & Miska (2011).....	74
Figura 20. Diagrama para sección curva BU de baja tensión Mitchell & Miska (2011).....	75
Figura 21. Momento de flexión constante .....	77

Figura 22. Ejemplo de Curva S-N para dos tipos de tuberías.....	80
Figura 23. Curva Deformación vs Ciclos para el método de la pendiente .....	86
Figura 24. Nueva curva “S-N” para temperatura vs cantidad de ciclos.....	88
Figura 25. Tipos de revestimientos tipo Liner .....	95
Figura 26. Diseño esquemático de CRT .....	98
Figura 27. Anillos para torque MLT Ring, Nuevo vs Usado.....	102
Figura 28. Implementación de MLT Rings en La Cira Infantas.....	102
Figura 29. Wear Sleeves y Operación Piggy Back.....	104
Figura 30. Centralizadores Hidroformados.....	105
Figura 31. Niveles de CD según el tipo de BHA utilizado.....	107
Figura 32. Componentes del Drill Lock Assembly .....	108
Figura 33. Ensamblaje de fondo no recuperable de Tesco Corporation.....	109
Figura 34. Ensamblaje de fondo no recuperable de Weatherford.....	110
Figura 35. Generaciones de DrillShoe DS1, DS2, DS3 de Weatherford.....	111

### Lista de Apéndices

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Etapas Casing Drilling con BHA Recuperable.....	123
Apéndice B. Efecto Plastering Sobre las paredes del pozo .....	123
Apéndice C. Caso IX: Diseño de BHA recuperable usado en Ecuador.....	124
Apéndice D. Esquema de esfuerzos sobre la tubería durante una operación.....	124
Apéndice E. Casing Drive System CDS .....	125
Apéndice F. Especificaciones técnicas del CDS de Tesco Co.....	125
Apéndice G. Reducción del personal en plataforma y eliminación del trabajo de altura.....	126
Apéndice H. Casing Running Tool.....	126
Apéndice I. Conexión VAM® HTTCTM .....	127
Apéndice J. Conexión VAM® 21TM.....	127
Apéndice K. Conexión VAM TOP® HTTPM .....	127
Apéndice L. Conexión DWC / CTM.....	128
Apéndice M. Conexión VAM® HTF™ (High Torque Flush).....	128
Apéndice N. Wear Protection, Wear Band y Wear Sleeves .....	129
Apéndice O. Estabilizadores Hidroformados, Especificaciones técnicas.....	130
Apéndice P. BHA recuperable para Perforación Direccional y Vertical.....	131
Apéndice Q. Casing Profile Nipple (CPN), Especificaciones Técnicas y Tamaños. ....	132
Apéndice R. Tipos y tamaños de Casing Shoes.....	133
Apéndice S. Ensanchadores Utilizados por Tesco Corporation. ....	134
Apéndice T. Partes del DrillShoe1.....	134
Apéndice U. Bit Release Tool (BRT) y sus Especificaciones Técnicas.....	135
Apéndice V. Desprendimiento de la Broca y Toma de Registros. ....	136

### Resumen

**Título:** Análisis de los problemas operacionales que influyen en la implementación del Casing Drilling y propuesta de soluciones para la optimización de la perforación \*

**Autor:** William David Romero Serrano, Johan Sebastián Hernández Hernández\*\*

**Palabras Clave:** revestimiento, perforación, torque, fatiga, arrastre.

**Descripción:** La perforación con revestimiento o *Casing Drilling* (CD) es una técnica no convencional que busca eliminar problemas operacionales de la perforación convencional como pérdidas de fluidos y exceso de Tiempos No productivos (NPT's) mediante el revestimiento automático del hueco inmediatamente después de la perforación. Esto lo hace reemplazando la tubería convencional de perforación *Drill Pipe*, por el revestimiento que quedará asentado en el pozo. Esta técnica, como cualquier otra, también presenta sus propios problemas de implementación como lo son la fatiga, el torque y el arrastre, y requerimientos de herramientas y equipos que no son comunes, o contemplados en los trabajos convencionales. Este trabajo de investigación busca identificar, por medio de la revisión de casos de estudio presentes en la literatura, los principales problemas operacionales que se han enfrentado a lo largo de la historia en la implementación de la perforación con revestimiento, profundizando en ellos al estudiar sus modelos numéricos y los principales factores que contribuyen a disminuir o aumentar su impacto en la operación, y así, identificar las mejores soluciones encontradas a lo largo los escenarios analizados, proponiendo, finalmente, las mejores prácticas, herramientas y los equipos que son indispensables para la aplicación de la técnica no convencional de perforación CD.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Zuly Himelda Calderón Carillo. Doctora en Ingeniería Química. Codirector: Néstor Fernando Saavedra Trujillo Magister en ingeniería de Petróleos, Emiliano Ariza León Doctor en ingeniería Química

### Abstract

**Title:** Análisis de los problemas operacionales que influyen en la implementación del Casing Drilling y propuesta de soluciones para la optimización de la perforación\*

**Author:** William David Romero Serrano, Johan Sebastián Hernández Hernández \*\*

**Key Words:** Casing Drilling, drilling, torque and drag, fatigue.

**Description:** Casing Drilling (CD) is a non-conventional drilling technique used to eliminate common operational problems during conventional drilling as losses of fluid and excessive non-productive times (NPT's) due to its ability to case the hole immediately after drilling without the necessity of pulling out of the hole any kind of pipe. Casing Drilling consists of exchanging conventional drill pipe with the casing that will be settled down the hole after drilling, and, just as any other kind of techniques, Casing Drilling also has implementation problems like fatigue, torque and drag, and tool and equipment requirements that are not common or considered in conventional operations. This investigation project looks for the identification of the main problems Casing Drilling has faced throughout history. This will be achieved through an exhaustive review of studied cases and examples of successful implementations of the technique, presented in the literature, going deep into them by studying their numerical methods and main factors that contribute to making their impact on the operation higher or lower, so, in this way, to identify the solutions found in the reviewed scenarios and propose, finally, the best practices, tools, and indispensable equipment for the successful implementation of the non-conventional drilling technique Casing Drilling.

---

\* Thesis study

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo. Chemical Engineering Ph.D. Codirector: Néstor Fernando Saavedra Trujillo Petroleum Engineering M.Sc, Emiliano Ariza León Chemical Engineering Ph.D.

### Introducción

Un pozo es el camino construido desde superficie hasta el subsuelo con el objetivo de encontrar y producir hidrocarburos para su posterior comercialización, por lo tanto, la perforación de un pozo es el proceso más importante en la industria al ser la etapa en la cual el petróleo pasa de ser una posibilidad a una realidad. Este proceso se lleva a cabo por medio del uso de un gran número de equipos y herramientas, cada una encargada de una tarea específica y crucial en el desarrollo de la perforación, una de estas tareas, es la transmisión de la energía mecánica desde superficie hasta el fondo del pozo, que permite la penetración del subsuelo transmitiendo esta energía a una broca, mecha o barrena. Esta transmisión se da a través de una tubería que conecta todas las herramientas desde el fondo hasta superficie, en operaciones convencionales, esta tubería se denomina *Drill Pipe*.

El *Drill Pipe* es la tubería por defecto encargada de transmitir la energía mecánica, y en muchas ocasiones la rotación, desde superficie hasta la broca en fondo, permitiéndole penetrar a través de la roca hasta la profundidad objetivo. Luego de llegar a la profundidad requerida, es indispensable mantener estable el pozo de tal forma que este no se vaya a derrumbar, este proceso consiste en la instalación de una tubería especial, denominada *Casing* o revestimiento, que quedará fija en el pozo ayudando a mantener su integridad con ayuda de una capa de cemento que hace las funciones de unión entre la pared del pozo perforado y la capa externa del revestimiento, lo que se conoce como espacio anular, es decir, el *Casing* es una tubería más gruesa que se instala luego de la operación de perforación y permite la cementación del hueco por el espacio anular resultante dando mayor soporte a la pared del pozo y seguridad para operaciones posteriores.

En algunas ocasiones, la perforación convencional no puede manejar escenarios donde la zona a perforar es muy compleja, ya sea por pérdidas totales de fluidos, inestabilidad del hueco o pegas de tubería, sin contar con el tiempo requerido para sacar toda la tubería *Drill Pipe*, al terminar la perforación para posteriormente bajar el revestimiento y cementar el pozo. Este tipo de problema requiere soluciones que optimicen tiempos y permitan mantener estable la integridad del pozo mientras se lleva a cabo la perforación.

El *Casing Drilling* aparece en la búsqueda de métodos no convencionales de perforación que permitan ahorro de tiempos y costos en el desarrollo de un pozo. Esta técnica busca reemplazar el *Drill Pipe* por el mismo revestimiento que será usado para revestir el hueco, reduciendo tiempos empleados en viajes de tubería, mejorando la seguridad en el sitio para los trabajadores al minimizar el manejo de tubería, y manteniendo la integridad del pozo a medida que se lleva a cabo la operación gracias a que el hueco queda revestimiento de forma inmediata.

Como toda operación, la perforación con revestimiento no es perfecta, y para lograr una implementación exitosa es importante conocer las amenazas a las cuales se enfrenta un proyecto de este tipo. Este proyecto de investigación busca identificar y analizar las principales problemáticas a enfrentar en un proyecto de *Casing Drilling* y que no tiene el mismo impacto en los procesos convencionales, identificando características como herramientas y equipos que hacen de esta técnica un proceso diferente y posible. Se analizarán diferentes casos de estudios presentes en la literatura disponible en las bases de datos y se hará una profundización en los principales problemas identificados en la literatura y las formas de mitigación pertinentes a estos, así como también en las herramientas disponibles que son de uso exclusivo y/o indispensable en la aplicación del CD.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Analizar los problemas operacionales que influyen en la implementación del Casing Drilling y proponer soluciones para la optimización de la perforación.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Describir casos de estudio de la literatura, de campos en los que se ha llevado a cabo la perforación con revestimiento a nivel nacional e internacional.
- Identificar los principales problemas operacionales que afectan la implementación del Casing Drilling en los campos de estudio.
- Caracterizar las soluciones que mejores resultados mostraron en los casos de estudio a los problemas identificados.
- Proponer las mejores estrategias de perforación con revestimiento, teniendo en cuenta las soluciones a los problemas identificados.

## 2. Marco Teórico

### 2.1 Reseña Histórica

La presencia de los hidrocarburos en la historia de la humanidad se remonta a épocas bíblicas, siendo mencionado como betún y asfalto en la biblia (Chow Pangtay, 1998). También se conoce que los indígenas Yarigués que habitaban la zona del valle medio del Magdalena, en Colombia, utilizaban el crudo que encontraban en rezumaderos naturales como ungüentos para sus dolores. (Mayorga Garcia, s.f.)

No fue sino hasta 1859 cuando el coronel Drake, en Pensilvania, Estados Unidos, perforó el primer pozo de petróleo del mundo, lo cual inició la industria de hidrocarburos. Esto cambió la economía global y permitió desarrollos en otras áreas como la del plástico y la automotriz, entre otras.

Inicialmente las operaciones de perforación se llevaban a cabo por medio de un sistema de percusión, siendo este un sistema lento, con una profundidad máxima muy limitada y una seguridad pobre en el área de trabajo. Esto llevó a la búsqueda de métodos más eficientes. En 1901 aparece la perforación rotatoria en los Estados Unidos la cual es de las más usadas hoy en día. Este sistema utiliza una serie de tubos denominados “*Drill Pipe*”, la cual es la tubería de perforación por defecto en la actualidad, que junto a la broca o barrena y otras herramientas conforman el corazón de la operación, este conjunto es conocido como sarta de perforación. El *American Petroleum Institute* (API) se crea en 1919, el cual ha tenido gran impacto en la estandarización de herramientas y actualmente, muy rara vez se usa algún equipo o elemento en las operaciones que no esté aprobado por la API.

La búsqueda de nuevas zonas y la complejidad geológica de algunas de ellas han hecho que los avances tecnológicos en la perforación se orienten a 2 puntos importantes, la perforación direccional y la perforación *Off-shore*. La tecnología direccional se empezó a desarrollar desde los años 60's, pero no fue sino hasta los 70's que se logró un control de la trayectoria del pozo gracias al desarrollo de elementos como el motor de fondo y un sistema de transmisión de información de fondo a superficie conocido como "*Measurement with Drilling*" (MWD). Por su parte, la perforación *Off-shore* se remonta al año de 1846, en Azerbaiyán. Este proceso se lleva a cabo desde una plataforma ubicada en medio de un cuerpo de agua, y nace a partir de la necesidad de explotar los recursos hidrocarburíferos que se encuentran bajo una columna de agua. Actualmente se pueden alcanzar yacimientos que se encuentran cubiertos inicialmente por una lámina de agua de hasta 5000 ft de profundidad.

La necesidad de optimizar procesos y aumentar la rentabilidad de los proyectos ha generado un desarrollo en diversas formas de perforación a lo largo de la historia, entre las que se encuentra la perforación con revestimiento o *Casing Drilling* (CD). Esta técnica no convencional se lleva estudiando desde los años 70's pero debido a la tecnología de la época su desarrollo no fue inmediato (Sehsah, y otros, 2020), sin embargo, esto es algo que ha cambiado con el paso de los años debido a la evolución tecnológica de los equipos y las herramientas que se han obtenido gracias al avance de la industria en los últimos 40 años, una muestra de esto es el medio oriente en donde esta técnica lleva siendo implementada durante más de 20 años, y, para el 2020 ya contaban con una experiencia en CD de más de 1800 secciones, 250 direccionales, llevadas a cabo con la técnica, lo que suma 4.3 MM ft de perforación, y más de 300 operaciones *Off-shore*. (Sehsah, y otros, 2020)

## 2.2. Perforación con Revestimiento, Casing Drilling (CD)

La perforación con revestimiento o *Casing Drilling* es una técnica no convencional de perforación que busca optimizar la operación al reemplazar la tubería usada normalmente “*Drill Pipe*” por la tubería que luego será el soporte del hueco y permitirá la cementación para que el pozo pueda entrar en producción de forma segura. Por lo que será el revestimiento quien se encargará de transmitir la energía necesaria hasta la broca para que esta pueda perforar la formación y llegar a la profundidad objetivo. Por lo tanto, todas las cargas que antes solo soportaba el *Drill Pipe* durante la operación serán soportadas por el revestimiento de ahora en adelante. Con esta técnica, pasar a través de zonas problemáticas que presentes altas pérdidas de fluidos, inestabilidad del hueco, acuíferos, o alto porcentaje de arcillas presentará un riesgo mitigado ya que el hueco quedará revestido en el mismo instante que es perforado, lo cual evitará muchos de los problemas comunes en las técnicas convencionales.

La perforación con *Casing* no es algo que apareció de repente en la última década, el primer pozo perforado con revestimiento se remonta al año de 1846, en Azerbaiyán y existen patentes de 1890 y 1926 de Estados Unidos donde se mencionan las principales ventajas de la técnica. Pero fue en Canadá en los años 60’ donde se tomaron el desarrollo de esta técnica más seriamente al desarrollar equipos diseñados estrictamente para el CD.

A lo largo de los años, la perforación con revestimiento ha ido desarrollándose de manera exitosa en muchas partes del mundo, y su implementación se ha subdividido en 4 formas o niveles en los cuales se puede emplear en función del contexto de la operación, Figura 1. Estos niveles se definen de la siguiente forma:

Tabla 1. *Fechas importantes para la perforación en la industria petrolera*

Fecha	Evento
1859	Primer pozo perforado (por medio de percusión) en Pensilvania, USA Primer uso de revestimiento en un pozo para prevenir su colpaso
1880's	Uso de sistema de rotación para perforar (Kelly)
1980's	Desarrollo de la perforación Horizontal
1990's	Primeros usos del Casing Drilling con equipo no recuperable
2002	Primero usos del Casing Drilling con equipo recuperable

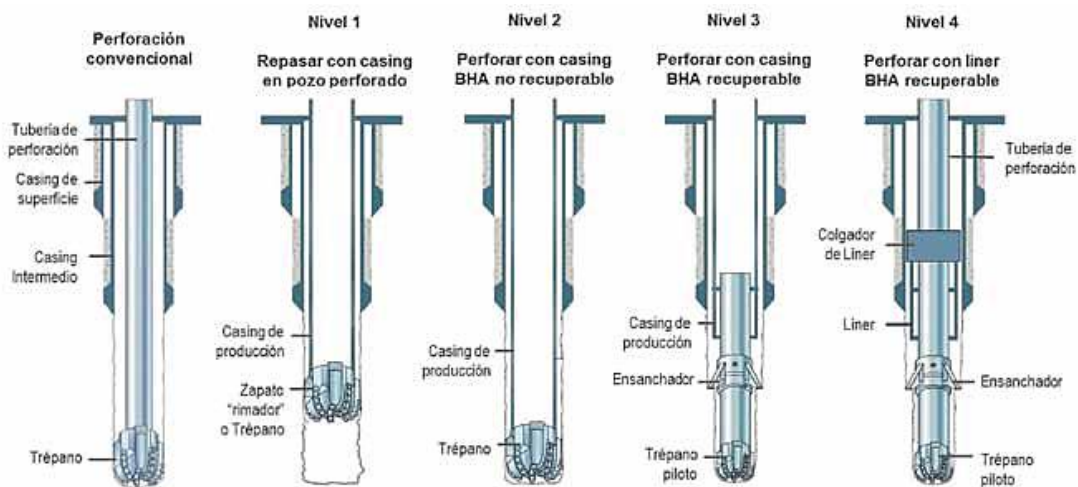
Nota: Modificado de *Successful use of directional Casing Drilling*. Por Penot Steve, Segui Emmanuel, Pickiup Duncan, (2019), OnePetro.

- Nivel 1: En este nivel, un pozo que ya ha sido perforado anteriormente es repasado de nuevo, pero esta vez en lugar de emplear Drill Pipe, se usa el revestimiento conectado a una broca en fondo, en este caso, es conocido como CD correctivo.
- Nivel 2: Se perfora una sección de pozo totalmente nueva, las herramientas contenidas en el *Bottom Hole Assembly* (BHA) y la broca quedan en fondo al terminar el trabajo para luego ser perforadas o cementadas, dependiendo si hay una siguiente sección o no. Se puede emplear una broca convencional o perforable, este tipo de arreglo es conocido como CD con BHA no recuperable.
- Nivel 3: El uso de herramientas como el *Rotary Steerable System* (RSS), *Measurement With Drilling* (MWD) y *Logging With Drilling* (LWD) son de gran importancia para llevar a cabo tareas complejas, como la perforación direccional. En este caso el nivel 3 permite construir la sección del pozo con la sarta compuesta por *Casing* y un BHA que contiene todas las herramientas de alta complejidad o costo necesarias para la operación,

por lo que es importante su recuperación para trabajos posteriores. El BHA es devuelto a superficie por medio de un viaje de Drill Pipe a través del revestimiento. Este nivel lo conocemos como CD con BHA recuperable. La broca en este caso puede ser convencional o perforable, y ha de ser de un diámetro menor al ID del *Casing*, por lo que es necesario emplear herramientas como ensanchadores de hueco para permitir el paso del revestimiento.

- Nivel 4: Este nivel consta del mismo principio del nivel 3, la única diferencia es que para este caso se emplea un *Liner*, el cual es tubería más corta que un *Casing* completo, este es bajado por *Drill Pipe* y dejado en sitio inmediatamente para la cementación de la zona. Se emplea cuando se necesitan completar secciones de corta longitud.

Figura 1. Niveles de Perforación con Revestimiento



Nota: Tomado de *Desarrollo de la tecnología de perforación con Casing en la cuenca del golfo de San Jorge*, por Muzzio Javier, Scalisi Sebastián, Mazzarella Luis, y otros, 2017.

La secuencia de operaciones en el *Casing Drilling* puede variar en función de los requerimientos de la operación y el nivel de tecnología que se maneje. En general, el CD con

BHA recuperable es el nivel de tecnología ideal y de gran aceptación alrededor del mundo debido a la capacidad de emplear herramientas direccionales y de medición durante la operación. Este nivel se subdivide en 6 etapas, Apéndice A.

En la primera etapa se tendrá la construcción del hueco utilizando una sarta compuesta por el revestimiento, el BHA y la broca. Al llegar a la profundidad objetivo (TD) se desacoplará el BHA (Sí es recuperable) para su posterior extracción hasta superficie utilizando un *Drill Pipe* que debe realizar un viaje completo hasta la profundidad del BHA. La broca puede ser traída a superficie o dejada en fondo para ser cementada o perforada. En la cuarta etapa tendremos la cementación del hueco desde el fondo y así dejar lista la sección perforada con *Casing Drilling*. La última etapa es la construcción de la siguiente sección utilizando ya sea revestimiento de nuevo, o *Drill Pipe* para perforación convencional.

### ***2.2.1 Ventajas del Casing Drilling***

La implementación del *Casing Drilling* busca solventar problemas operacionales propios de las operaciones convencionales por medio del cambio de tubería, por lo que presenta una serie de ventajas muy notables que se listan a continuación:

- Reducción de los NPT's, al no ser necesario retirar toda la tubería de perforación *Drill Pipe* para luego bajar el revestimiento que quedará en el hueco.
- Reducción de manejo de tubería en superficie y un aumento de seguridad en el área para los trabajadores.
- Reducción de problemas técnicos relacionados con la inestabilidad del hueco, comunes en la perforación convencional.
- Reducción de pérdidas de fluidos, gracias al efecto *Plastering*.
- Reducción en los sobrecostos debido a productos para el lodo y NPT's.

### ***2.2.2 Desventajas del Casing Drilling***

Como todo proceso, no es perfecto y presenta una serie de inconvenientes que deben ser revisados y analizados para la óptima implementación de la técnica, algunos de estos son:

- El revestimiento no está diseñado para perforación, por lo que es más susceptible a fallar bajo las condiciones a las que se somete la sarta.
- Las conexiones para *Casing* no manejan la misma capacidad de torque que manejan las conexiones para *Drill Pipe* por lo que suelen fallar debido a este factor más a menudo.
- El revestimiento está en mayor contacto con las paredes del pozo por lo que suele sufrir más de erosión debido al arrastre.
- El pozo queda revestido inmediatamente por lo que la toma de registros a hueco abierto no suele ser posible con herramientas convencionales.

### ***2.3 Efecto Plastering***

Una de las principales y más notorias características del CD es el reducido espacio anular resultante entre las paredes del hueco y el revestimiento. Este espacio reducido propicia que las velocidades de los fluidos de retorno aumenten mejorando la limpieza del pozo notablemente, y al mismo tiempo, permite que los restos de roca producidos por la penetración de la barrena, denominados ripios, sean refinados gracias al arrastre contra las paredes del pozo y de la tubería por lo que al llegar a superficie son de un tamaño mucho menor a lo convencional.

El efecto *Plastering* es un frisado que se genera sobre la pared del pozo debido al impacto de los ripios a medida que suben a superficie creando un nuevo tipo de torta o revoque de alta resistencia y mayor impermeabilidad lo que disminuye la pérdida de fluidos debido al flujo del lodo de perforación hacia la formación y mejora la calidad de la cementación. En la práctica se

ha evidenciado que hasta un 30% de los ripios producidos por la broca al penetrar la roca son aplastados contra la pared del pozo. (Moreno Vargas & Ballesteros Benavides, 2011)

### ***2.3.1 Efectividad del Efecto Plastering***

En algunos casos, el impacto que tiene el frisado de las paredes del pozo gracias a la reducción del espacio anular sobre los resultados del proyecto, pueden ser mejores o peores dependiendo de las características propias del medio. De acuerdo con la literatura, estas características pueden ser de dos tipos: propias de la formación, o, propias de la tubería. (Grijalva Meza, y otros, 2017),

Apéndice B.

**2.3.1.1 Características propias de la formación.** Las propiedades de la formación que se está perforando inciden en gran medida en el impacto que tiene el efecto *Plastering* sobre los resultados del proceso. Algunas de estas características son:

- ***Esfuerzos in Situ***

Al perforar, las paredes del pozo siempre están sometidas por los esfuerzos geomecánicos en el área. Estas fuerzas van a presionar las rocas de la formación hacia el interior del hueco abierto, por ese motivo, una de las funciones del lodo de perforación es soportar estas cargas y así evitar un derrumbe.

Los esfuerzos horizontales a los que está sometido el pozo se dividen en dos: El esfuerzo horizontal mayor y el esfuerzo horizontal menor. Aunque existe la posibilidad de que la distribución de esfuerzos sea isotrópica alrededor de toda la cara del pozo, no es un panorama común, así que lo normal es un comportamiento anisotrópico de los esfuerzos. De esta forma la región más crítica para la efectividad del efecto *Plastering* es aquella sometida al esfuerzo horizontal mayor, ya que en dirección a este esfuerzo es donde mayores

microfracturas existen (Grijalva Meza, y otros, 2017), por tanto, es donde mayores pérdidas se presentan, pero también es donde la distribución de las partículas, generadas gracias a la erosión de los ripios, pueden situarse y generar un sello que reduce en gran medida estas pérdidas.

- ***Porosidad y permeabilidad iniciales***

La porosidad es el porcentaje de volumen “hueco” o disponible para almacenar hidrocarburos respecto al volumen total de la roca, y la permeabilidad, en términos generales, es la conexión que existe entre esos espacios disponibles dentro de la roca para que los fluidos puedan pasar a través de ella. Con esto es entendible que, si la operación es llevada a cabo a través de formaciones altamente permeables y porosas, las pérdidas de fluido tenderán a ser mayores.

El efecto *Plastering* tiene más efectividad en aquellas zonas de alta permeabilidad y la retorta generada se espera que tenga una mejor transmisibilidad de los que sería normalmente (Grijalva Meza, y otros, 2017). Esto concuerda con los análisis experimentales llevados a cabo por Ezeakacha, Salehi, Ghalambor, & Karimi, (2016).

**2.3.1.2 Características propias de la tubería.** Las propiedades de la tubería también influyen en la efectividad del efecto *Plastering* sobre los resultados finales del proceso, siendo estos los más importantes ya que son la principal diferencia entre la perforación con revestimiento y la convencional. Las características de mayor impacto son:

- ***Tamaño de la tubería y velocidad de rotación***

El efecto *Plastering* aparece en el CD en especial, debido al reducido espacio anular existente entre las paredes del pozo y la tubería. Esto se debe a dos factores importantes: el

área de contacto entre el revestimiento y el hueco, y la fuerza centrífuga generada por la rotación.

Las partículas que frisan contra la pared del pozo y generan la retorta provienen de los ripios generados por la perforación que al subir a través del anular chocan unos con otros y contra las paredes puliéndose y desintegrándose, esto crea una retorta delgada y poco permeable que mejora la integridad de la formación. Aunque entre mayor sea la velocidad rotacional de la tubería, mejor será la retorta, se deben considerar los contactos entre el revestimiento y la pared del pozo que es algo muy común en el CD, estos contactos pueden dañar la integridad de la retorta.

- ***Hidráulica de fluidos***

La densidad equivalente de circulación, ECD, por sus siglas en inglés, es la densidad efectiva que ejerce efecto sobre la formación cuando tenemos un fluido circulando en una zona con caídas de presión, el escenario común de perforación en la cara del pozo.

$$ECD = \frac{\text{Pérdida de presión en el anular (psi)}}{0.052 * TVD (ft)} + \text{Peso del lodo (ppg)} \quad \text{Ecuación 1}$$

El paso de los fluidos de retorno desde fondo a superficie ocasiona un aumento en la caída de presión, lo cual perjudica el ECD (*Equivalent Circulating Density*) ocasionando que este incremente afectando la integridad de la formación.

La perforación con revestimiento aprovecha este efecto en el ECD mejorando la estabilidad del hueco gracias al aumento de la fricción que sufren los ripios generados por la broca desde el fondo al forzarlos a chocar de forma más agresiva contra la formación reduciendo así las pérdidas de fluido. (Grijalva Meza, y otros, 2017)

### ***2.3.2 Principales ventajas del Efecto Plastering***

A partir de lo planteado anteriormente, se puede deducir que el efecto *Plastering* es una de las grandes ventajas al momento de implementar la técnica de perforación con revestimiento, debido a:

- Disminuye Las pérdidas de fluidos de perforación hacia la formación gracias al cierre de fracturas e impermeabilización de la pared del pozo.
- Ofrece una mayor estabilidad del hueco ayudando a soportar los esfuerzos de la formación, evitando problemas a futuro de inestabilidad del hueco.
- Reduce hasta en un 30% el retorno de ripios a superficie gracias a las altas velocidades a la que estas rocas de formación se ven sometidas durante su trayecto de fondo a superficie.

## **3. Problemática del *Casing Drilling*: Casos de Estudio**

La implementación del *Casing Drilling* ha sido estudiada desde los años 60 (Muzzio, y otros, 2017) y, a través de los años, ha ido evolucionando e implementándose en todas partes del mundo, donde se ha demostrado su eficiencia al reducir problemas de estabilidad de pozo y perdidas de fluido entre otros problemas propios de la perforación convencional, sin embargo, es importante dar una mirada a aquellos problemas propios del CD que hacen de su implementación un reto. El análisis de casos de estudio presentes en la literatura muestra los problemas que tuvieron en cuenta al momento de la planeación o que encontraron durante la implementación del proyecto de perforación con revestimiento y que no son propios de la perforación convencional.

### **3.1 Análisis Casos de Estudio**

El *Casing Drilling* ha sido implementado alrededor de todo el mundo, logrando, para 2014, más de 4.3 MM de pies perforados, tanto *Off-shore* como en tierra. (Sehsah, y otros, 2020)

Muchos de los casos de estudio a disposición en la literatura dan una comprensión más amplia de la problemática de la implementación de la técnica. Se cuentan con los siguientes casos de estudio en los cuales se evidencia las limitaciones que afectan la utilización del CD.

### **3.1.1 Caso 1: Sub Cuenca Dampier, Australia**

En su investigación, Ong, Yamaguchi, & Imai (2013), explican cómo se llevó a cabo una operación de *Casing Drilling* para sentar un revestimiento de producción de 9-5/8'' como una operación de desarrollo con conexión tipo premium, en una zona caracterizada por sus altas pérdidas de circulación en los pozos aledaños perforados convencionalmente.

Este pozo fue el primero en el cual se empleó este tipo de conexión en la zona, Así que el enfoque de la operación fue estudiar los parámetros operacionales que mayor impacto tuvieron en el desempeño de la conexión. Los resultados arrojaron los siguientes parámetros:

- **Torque:** Para la evaluación del torque soportado por las conexiones se implementó una simulación numérica, en la cual se utilizan 2 valores para el factor de fricción al que se expone la tubería: 0.3 para hueco abierto, y 0.2 para hueco revestido. Para esta evaluación 2 conexiones premium se consideraron como candidatas para la operación: VAM® TOP (Conexión A) y VAM® 21 (Conexión B). La Tabla 2 muestra las condiciones operacionales de torque correspondientes a cada conexión.

Tabla 2. *Caso I: Conexiones Premium para evaluar torque*

Conexión	Mínimo	Óptimo	Máximo
Conexión A	14,000	15,900	17,400
Conexión B	28,450	31,600	34,700

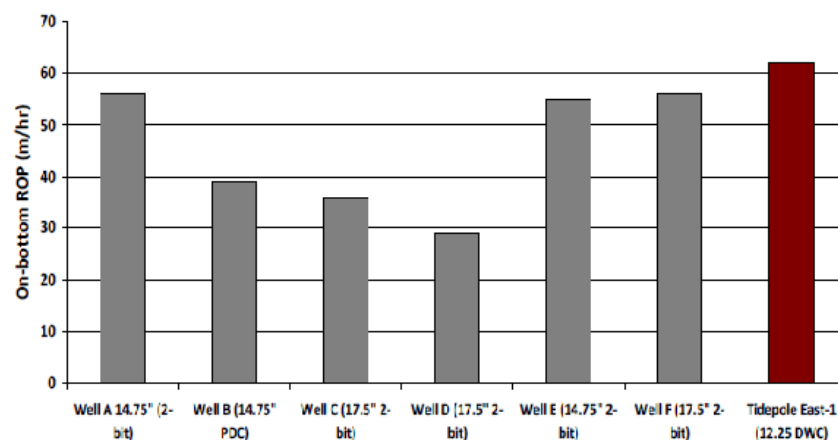
Nota: Valores de torque en lb-ft. Tomado de *Successful Casing Drilling Experience with Premium Connection for Production Casing Application on a Subsea Well*, por G. Ong, S. Yamaguchi, R. Imai, 2013. SPE, OnePetro

- Resistencia a la fatiga y aislamiento del gas: A partir de la determinación del número de ciclos al que se somete la tubería bajo esfuerzo de carga y tensión se estima la vida útil de la tubería antes de fallar debido a la fatiga. Para este caso los resultados mostraban que el número de ciclos máximos no representaban un riesgo para la operación ya que estaban muy por encima de los necesarios. La norma ISO 13679:2019 indica las pruebas pertinentes para medir el estado de las conexiones de *Casing* y *Tubing* cuando están han sido sometidas a distintas cargas y así evaluar su eficiencia de operación. Los resultados mostraron que las conexiones pueden ser sometidas a 10 millones de ciclos sin fallas por fatiga ni por sellamiento del gas. (*Muñoz, y otros, 2016*)
- **Make And Break Performance:** Hace referencia a la cantidad de veces que la conexión puede ser roscada y desenroscada sin sufrir daños en su integridad ni funcionalidad. En las pruebas realizadas se demostró que las conexiones pueden tener más de 5 ciclos de conexión y desconexión consecutivos sin rastros de falla.

La aplicación de la tecnología de CD en este campo mostró mejorías significativas en dos parámetros importantes: ROP y Tiempo de perforación,

Figura 2.

Figura 2. Caso I: Reducción de ROP pozo CD Tidapole East-1.

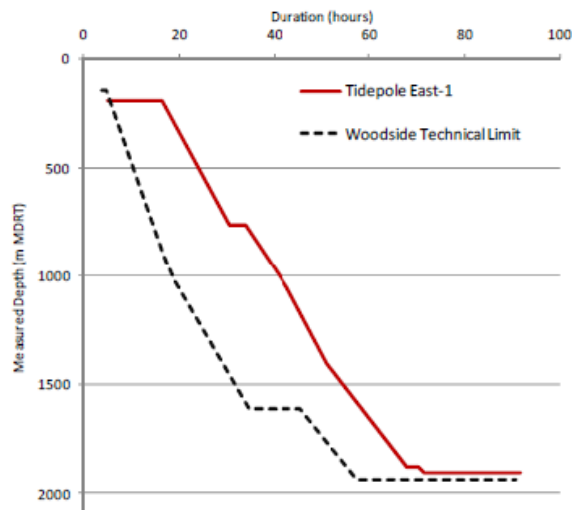


Nota: Reducción de los ROP en el pozo perforado con revestimiento, en comparación con los pozos Off-set convencionales. Tomado de *Successful Casing Drilling Experience with Premium Connection for Production Casing Application on a Subsea Well*, por G. Ong, S. Yamaguchi, R. Imai, 2013. SPE, OnePetro.

Este aumento de ROP se vio reflejado en la disminución en el tiempo necesario para llegar a la profundidad objetivo. El tiempo de perforación requerido para la sección perforada con la técnica CD es mucho menor al límite técnico del campo gracias a su continuidad durante la operación, sin embargo, cabe destacar el tiempo de planificación mayor que tomó al inicio de la operación, esto da a entender que la técnica, una vez estandarizada para el campo, podría proveer mejoras potenciales de gran escala respecto a tiempos y costos de operación,

Figura 3

Figura 3. Caso I: Reducción de tiempos de operación en pozo CD Tidapole East-1.



Nota: La zona perforada con revestimiento se encuentra los 800 y los 1906 ft de profundidad. Tomado de *Successful Casing Drilling Experience with Premium Connection for Production Casing Application on a Subsea Well*, por G. Ong, S. Yamaguchi, R. Imai, 2013. SPE, OnePetro.

### 3.1.2 Caso 2: Revisión en el medio Oriente

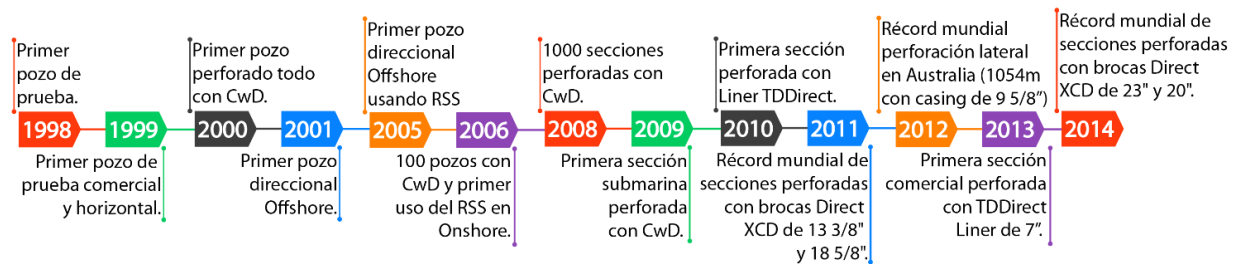
La geología en el medio oriente es rica en formaciones de arenas muy permeables y carbonatos reactivos, lo cual da lugar a 2 problemas importantes para la perforación

convencional: Inestabilidad del hueco y pérdidas de circulación. Debido a esto, la implementación de la técnica no convencional de perforación en el territorio árabe se ha hecho durante más de 20 años y ha enfrentado una cantidad considerable de problemas técnicos, de los cuales, todos se consideran superados a la fecha. (Sehsah, y otros, 2020)

Desde el 2009 se identificaron 6 problemas al implementar el CD, que se agrupan en 4 grupos:

- Diseño y viaje del BHA.
- Diseño de la Broca.
- Equipo de cementación.
- Aislamiento de la zona.

Figura 4. *Caso II: Evolución del CD en el medio Oriente*



Nota: Línea de tiempo de los hitos más importantes para el CD en medio oriente. Adaptado de *Casing Drilling transformation into Standard Operation in Middle East*, por Ossama Sehsah, Amir el Kawass, Syed Muhamad, y otros, 2020. SPE, OnePetro.

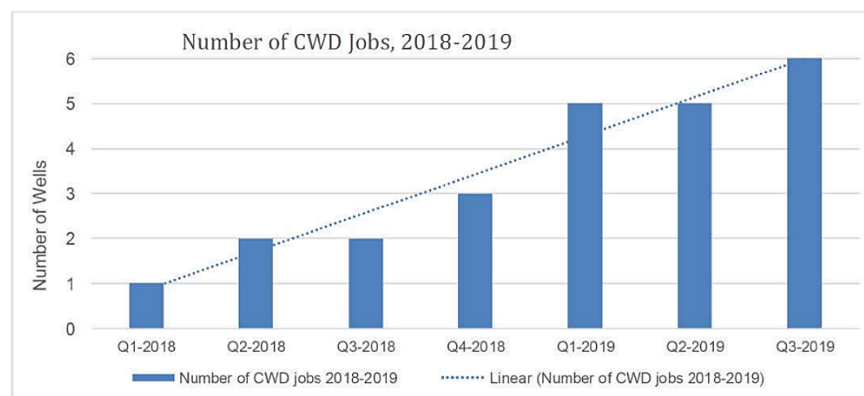
Sehsah, y otros (2020) exponen en su investigación que la implementación de la perforación con revestimiento se llevó a cabo en 2 pozos: X-1 y X-2. Para el primero de ellos con el objetivo de perforar la zona del *Casing* de 9-5/8" utilizando un equipo de cementación por etapas y un empaque de aislamiento, y para evitar su ruptura, se utilizaron 2 centralizados sólidos para bajo torque arriba y abajo del empaque. La broca *DirectXCD* de Schlumberger fue perforada con una broca PDC convencional en 45 minutos y se siguió con la siguiente sección de

forma convencional siguiendo el plan. Por su parte, el segundo pozo, se utilizó para la sección del *Casing* de 13-3/8" también implementó una herramienta de cementación por etapas y un empaque de aislamiento. A las cuales se les atribuye el éxito de operación.

Para 2019, se consideran todos los problemas superados, demostrando resultados satisfactorios a las soluciones implementadas desde entonces. Esto ha propiciado un ambiente en el cual, con el paso de los años, se ha experimentado un aumento gradual de los casos de implementación de la técnica en el área, lo cual evidencia el éxito técnico y económico de su uso.

Figura 5.

Figura 5. *Caso II: Incrementos de las aplicaciones de CD en medio Oriente*



Nota: Número de pozo perforados en medio Oriente. Adaptado de *Casing Drilling transformation into Standard Operation in Middle East*, por Ossama Sehsah, Amir el Kawass, Syed Muhamad, y otros, 2020. SPE, OnePetro.

### 3.1.3 Caso 3: Campaña de Desarrollo de Badamyar, Birmania

Campaña de perforación realizada entre el 2016 y 2017, en la cual se perforaron 4 pozos de gas horizontales *Off-shore* en Myanmar. En esta zona, se presentaron problemas de estabilidad de hueco en la sección de construcción de ángulo de 13-3/8" de *Casing* en las perforaciones convencionales realizadas. (Penot, Segui, & Pickup, 2019)

Por lo tanto, el objetivo del proyecto fue perforar las 4 secciones para sentar inmediatamente el *Casing* de 13-3/8" a una profundidad de 800m de forma exitosa. Algunos de los problemas que surgieron durante la operación fueron:

- ***Fatiga de Casing***

La fatiga es un fenómeno que se da en los materiales que son sometidos a cargas cíclicas, más adelante se profundizará en este aspecto. Para el proyecto en Badamyar fue necesario realizar pruebas de fatiga para la tubería y las conexiones, y así, poder realizar el diseño de tal forma que las conexiones tengan la suficiente resistencia y no fallen durante la operación. La resistencia a la fatiga para estos casos se da en número de ciclos antes de falla, y depende del ángulo de inclinación de la sección. Se recomienda no exceder el 20% de la cantidad de ciclos máximos recomendados por el proveedor.

En la investigación de Penot, Segui, & Pickup (2019) se aclara que la estimación de las condiciones de daño ocasionado por la fatiga se calculó por medio de análisis numérico durante la fase de diseño, teniendo en cuenta factores de operación como: ROP, RPM y trayectoria del pozo. Y para los pozos en estudio, el daño ocasionado por fatiga estuvo entre el 6% y el 21%.

- **Torque y arrastre**

El torque toma mayor relevancia debido a que la capacidad de soporte de las conexiones del revestimiento es menor a la capacidad de las conexiones convencionales para tubería *Drill Pipe*, y para los pozos en este caso fue necesario realizar un diseño especial debido a que el torque necesario para la rosca (26 kft-lbs) sobrepasaba el torque máximo recomendado (18.25 kft-lbs). Este problema fue identificado por medio de simulación numérica. La solución tomada para este caso fue ajustar el torque ejercido por el TDS a 25

kft-lbs. Un riesgo muy alto pero que funcionó para alcanzar la profundidad objetivo. Además, durante la operación, las zonas de construcción de ángulo arrojaron problemas de altos torque sobre la tubería, por lo que se propone el uso del sistema de perforación direccional RSS (*Rotary Steerable System*) y motor de fondo. (Penot, Segui, & Pickup, 2019)

- **Control de Pozo**

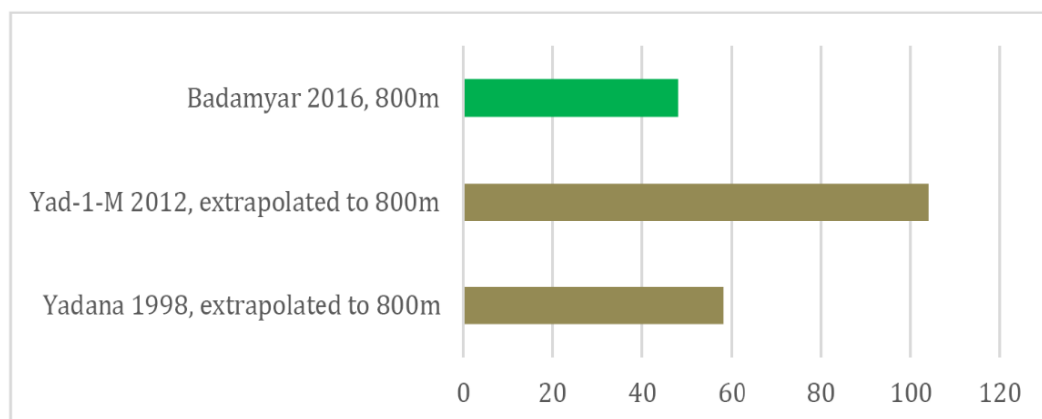
Se implementó el uso de un “*Threaded Casing Drive*” (TCD) con el objetivo de cerrar la preventora (BOP) para asegurar el control de pozo durante la operación de pesca del BHA con *Drill Pipe*.

Además de lo mencionado anteriormente, otras herramientas también fueron usadas en el proyecto con el fin de suplir las necesidades de la operación. Algunas de estas herramientas son:

- Centralizadores en cada junta para mejorar el *Stand-off*.
- *Casing Running Tool* (CRT) para un mejor manejo de la tubería que une *el Top Drive System* y la sarta de tubería.

Como resultado, se logró una disminución importante en los tiempos de operación en comparación con los pozos aledaños perforados convencionalmente, Figura 6.

Figura 6. *Caso III: Reducción de tiempos de operación en pozo CD*



Nota: Reducción de Horas de operación en pozo perforado con CD respecto a pozos Off-set convencionales. Adaptado de *Successful Use of Directional Casing Drilling*, por Steve Penot, Emmanuel Segui, Duncan Pickup, 2019. SPE, OnePetro.

#### ***3.1.4 Caso 4: Golfo de San Jorge, Argentina***

El *Casing Drilling* ha sido ampliamente utilizado en el golfo de San Jorge, en Argentina. En el cual se inició con un proyecto piloto en el año 2008. Los criterios de aplicación fueron los altos índices de NPT's, y las zonas problemáticas, en gran medida, debido a inestabilidad y pérdidas de circulación.

- ***Proyecto Piloto, 2008:***

Los resultados fueron positivos y a partir de este proyecto se inició la implementación de conexiones *Semipremium* con el objetivo de aumentar la capacidad de torque de la sarta.

- ***GSJ, Casos 2011-2016***

La reducción de NPT's relacionados al viaje de tubería fue el objetivo al aplicar CD. Para el aumento en la capacidad de torque a las conexiones BTC convencionales se les instaló un sistema de anillos para torque para la primera sarta de revestimiento. Continuando al uso de conexiones *Premium* y terminando en conexiones *Semipremium* debido a la relación costo-beneficio entre estas conexiones y el torque esperado durante la operación.

Entre 2011 y 2016 se perforaron más de 200 secciones de pozo, en las cuales no se evidenció falla y sí una reducción en los costos del 10%. (Espinosa, y otros, 2017)

#### ***3.1.5 Caso 5: Cuenca Neuquina, Argentina***

En su investigación, Espinosa, y otros, (2017), exponen la aplicación del *Casing Drilling* en 4 pozos diferentes. La Cuenca de Neuquina presenta serios problemas de pérdidas de circulación, altos NPT's asociados a viajes de tubería y de revestimiento, y, al igual que Vacamuerta y Quintuco, es una formación naturalmente fracturada y sobrepresionada por lo que

la ventana de perforación es bastante estrecha, además de una gran cantidad de *Shales*. Estas condiciones son el escenario perfecto para la aplicación del *Casing Drilling*.

El principal enfoque de la investigación fueron las conexiones. En dos de los pozos se emplearon anillos de torque para mejorar la resistencia de las conexiones BTC. Pero luego migraron a conexiones *Semipremium* y *Premium* para aumentar aún más la capacidad de torque de la sarta. En tres de los 4 pozos en estudio se utilizaron conexiones *Premium*, siendo el torque un factor de gran impacto en la operación y solo en uno las conexiones convencionales sirvieron desde un inicio.

Entre 2010 y 2015, más de 360 secciones de *Casing* han sido perforadas en la zona con éxito empleando el CD. En su publicación, Espinosa, y otros, (2017), destacan que en 2014 se llevó a cabo una comparación costo-tiempo en los pozos perforados en la zona de Neuquina en el último año donde se evidencia una reducción en tiempos y costos de operación en promedio por pozo (en días y miles de dólares respectivamente), Tabla 3.

Tabla 3. *Caso V: Comparación de tiempos de operación en Neuquina*

Parámetro	Perforación Convencional	Casing Drilling	Diferencia
Tiempo Promedio por pozo	17.5	8.5	-52%
Costo Promedio por pozo	2,207	1,288	-42%
Pozos Analizados	14	22	

Nota: Tiempo por pozo en días y costo por pozo en miles de dólares. Tomado de *Five Years of Drilling with Casing in Argentina and Bolivia*, por C. Espinoza, D. Codega, A. Cagliari, S. Grill, H. Guttner y C. Roldan, Tenaris, 2017. SPE, OnePetro.

### ***3.1.6 Caso 6: Norte de Bolivia***

La implementación del CD en los campos al norte de Bolivia ha generado ahorros de 200 mil dólares y reducción en los tiempos de perforación del 65% en la sección de superficie (Espinosa, y otros, 2017) gracias a la reducción de NPT's y el aislamiento inmediato de la zona debido a la presencia de influjo de agua de acuíferos cercanos en las formaciones someras.

La aplicación de conexiones API BTC con anillos de torque fue necesaria para suplir el requerimiento de torque requerido para llevar a cabo la perforación con revestimiento. Esto logró la perforación exitosa de 11 pozos en la sección de superficie de 13-3/8" y, en 2016, se logró perforar 517ft de la sección intermedia de 9-5/8". (Espinosa, y otros, 2017)

El principal problema identificado para este caso fue el poco torque que la sarta de revestimiento puede soportar y como esta afecta las conexiones. El uso de los anillos de torque dio el suficiente aumento de soporte y no fue necesario el uso de conexiones *Premium* o *Semipremium*.

### ***3.1.7 Caso 7: Operaciones en el Golfo Árabe***

La aplicación del *Casing Drilling* se propone como una solución a 3 problemas operacionales comunes en la perforación convencional: Inestabilidad de hueco, pérdidas totales de circulación y pega de tubería. (Hossain & Amro, 2004). Estos problemas son detonantes de un aumento excesivo en los Tiempos No Productivos y, por consiguiente, en pérdidas de dinero.

La operación se llevó a cabo para las secciones de superficie e intermedias donde la litología es rica en arcillas, *Shale* y arenas, las cuales son las causantes de los problemas en los pozos aledaños que han sido desarrollados convencionalmente.

El éxito de la operación estuvo sujeto a muchos factores de diseño propios tanto de las operaciones con *Drill Pipe* como con revestimiento, pero es necesario hacer un enfoque

importante en 3 propias del CD: Torque, arrastre, y fatiga del revestimiento; estos tres puntos tienen un impacto mayor sobre el revestimiento.

### ***3.1.8 Caso 8: Campo Urengoyskoye, Rusia***

El proceso de construcción de pozos en el campo Urengoyskoye presenta un desafío especial para la ingeniería debido a que se debe atravesar una formación constituida por roca permafrost, es decir, una capa de tierra congelada muy común en los países de regiones frías. Este tipo de suelos son muy propensos a derrumbarse dentro del pozo debido a las condiciones de presión y temperatura a las cuales son sometidos durante la perforación, resultando en serios problemas de inestabilidad. Como solución a esta problemática, el *Casing Drilling* fue la opción escogida para llevar a cabo el proceso de forma satisfactoria.

Aleksandrov, y otros (2015) definen como los principales elementos para tener en cuenta al momento del diseño del proyecto fueron 2: La tubería de perforación (revestimiento) y las conexiones, la cuales se ven afectadas por los siguientes tipos de esfuerzo:

- Esfuerzos de carga o ténsiles debido a su propio peso.
- Esfuerzos de compresión.
- Esfuerzos de torsión debido al torque generado.
- Esfuerzos de *Bending* durante secciones complejas con ángulos de desviación.

Estos esfuerzos tienen alto impacto en parámetros como el torque, el arrastre y la fatiga que serán estudiados más adelante. Por otra parte, debido a estos esfuerzos, también se hizo énfasis en las conexiones utilizadas durante la perforación:

- Conexiones BTC con anillo para torque interno.
- Conexiones *Premium* con sello metal-metal.

- Conexiones *Semipremium*.

En cuanto al diseño del sistema de fondo (BHA) se estudiaron la posibilidad de implementar dos opciones: Sistema recuperable y el no recuperable, optando por el segundo con el objetivo de realizar la operación de perforar y revestir en un único viaje sin necesidad de bajar *Drill Pipe* para recuperar el sistema de fondo.

### ***3.1.9 Caso 9: Campaña de perforación en Ecuador***

En 2012 Schlumberger decidió llevar a cabo un proyecto piloto con el fin de recopilar información y analizar la viabilidad técnica de aplicación de la perforación con revestimiento direccional en tres campos en Ecuador: Tarapoa, Aguarico y Auca.

Cada uno de estos campos presentaba problemas en común al momento de perforar convencionalmente la sección superficial de 16”: pegas de tubería, pérdidas parciales o totales de circulación, inestabilidad del hueco y NPT's asociados a la solución de estos conflictos. Esta sección presenta una litología compuesta de arcilla, areniscas y *Shale*.

Para el campo Tarapoa existe un promedio de 146 horas en una perforación si no existen mayores demoras debido a otros problemas. La aplicación de CD representa un ahorro del 10% en los NPT's debido a la disminución del viaje de tubería. Lo que representaría, en general, 2.34 días para Tarapoa, 1.26 días para Aguarico y 1.85 días para Auca en ahorro en los tiempos de perforación, si el costo diario de operación es de 70,000 USD/día, se tendrá un ahorro entre los 88,000 y los 163,000 USD por proyecto solo considerando los NPT's. (Ramirez, y otros, 2015)

Por medio de software especializados se hizo seguimiento a dos problemas importantes para tener en cuenta en el diseño del proyecto: Torque y fatiga. El análisis de torque arrojó valores superiores a los máximos aplicables a las conexiones BTC convencionales. El uso de

anillos de torque en las conexiones BTC aumentó la capacidad de estas en 5 veces, 3 veces por encima del máximo calculado por el software. (Ramirez, y otros, 2015)

Por otra parte, el CD direccional requiere el uso de herramientas especializadas como el RSS que permite dirigir la trayectoria del pozo, y de MWD y LWD, para la medición en tiempo real de las condiciones del pozo y la toma de registros del yacimiento. Por este motivo, el diseño de BHA es crucial para el desarrollo del proyecto. El sistema escogido fue un BHA recuperable que permite el uso de las herramientas mencionadas anteriormente y al terminar la operación puede ser recuperado desde superficie por medio de un *Round Trip* de tubería de perforación *Drill Pipe*. Apéndice C.

### **3.1.10 Caso 10: Cuenca Songkhla, Tailandia**

La cuenca Songkhla es un área productora de 8500 km<sup>2</sup> de área y lleva siendo desarrollada desde 1989. En esta zona se presentan problemas de largos NPT's, el 25% del tiempo empleado de la operación fue ocasionado al viaje de tubería y al *backreaming* debido a problemas por empaquetamiento e inestabilidad del pozo. (Radhakrishnan, y otros, 2017)

El principal enfoque durante la planeación del proyecto respecto a la perforación con revestimiento fue la selección correcta de herramientas que permitieron sobrellevar los problemas concernientes a esta técnica.

- Anillos de torque para aumentar la resistencia de las conexiones.
- BHA recuperable en pro de la toma de registros y mediciones durante la perforación.
- *Annular pressure with drilling (PWD) Tool* con el objetivo de hacer seguimiento al ECD (hidráulica).
- *Pump Down Displacement Plug (PDDP)* para asegurar una cementación óptima de la zona.

Además de esto, el análisis de fatiga de la tubería arrojó que los ciclos de operación de la sarta calculados estaban muy por debajo de la vida útil por lo que no fue necesaria una herramienta en específico.

### ***3.1.11 Caso 11: Campo Louise, Filipinas***

Pertamina EP identificó grandes pérdidas de circulación en el campo Louise, ubicado en la región de Sanga-Sanga en Filipinas, para la sección de superficie en pozos perforados anteriormente de manera convencional en la zona, por lo cual, la técnica de perforación con revestimiento fue la opción escogida para superar estos problemas.

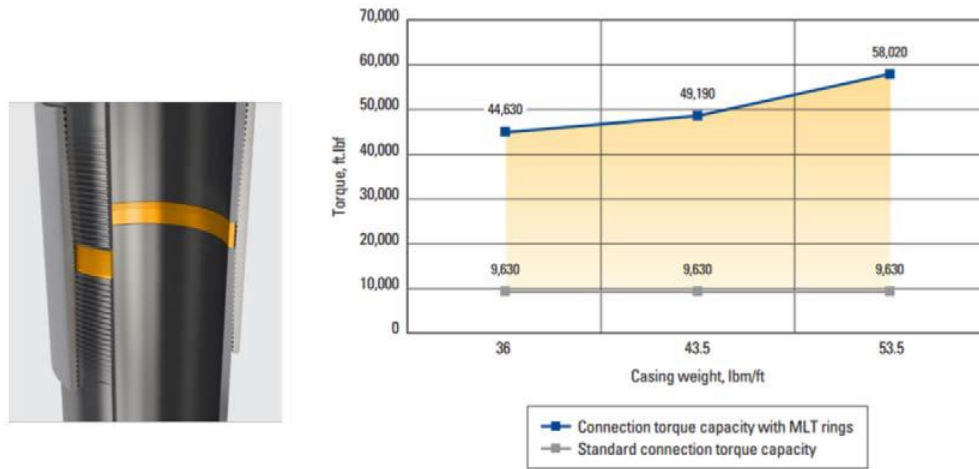
La propuesta se basó en un sistema no direccional de perforación con el objetivo de sentar el *Casing* de 13-3/8” a la profundidad correcta y no antes, como ocurría en los pozos anteriores, debido a la necesidad de revestir el pozo y evitar problemas de derrumbes. Para esto, el enfoque estuvo en 3 trabajos de ingeniería antes de la ejecución:

- Selección de la broca.
- Análisis de torque y arrastre.
- Análisis de *Survey*.

El tipo de *Casing* empleado en para la operación fue de 13-3/8”, grado K-55 y 54.5 lbm/ft. Se empleó simulación numérica para el análisis del torque y el arrastre con un factor de fricción de 0.4 (Abdila, y otros, 2018). Sus resultados arrojaron que el torque es mayor al 60% de la capacidad de las conexiones BTC convencionales, por lo cual fueron seleccionados los anillos de torque para aumentar el margen de seguridad de la operación, Figura 7.

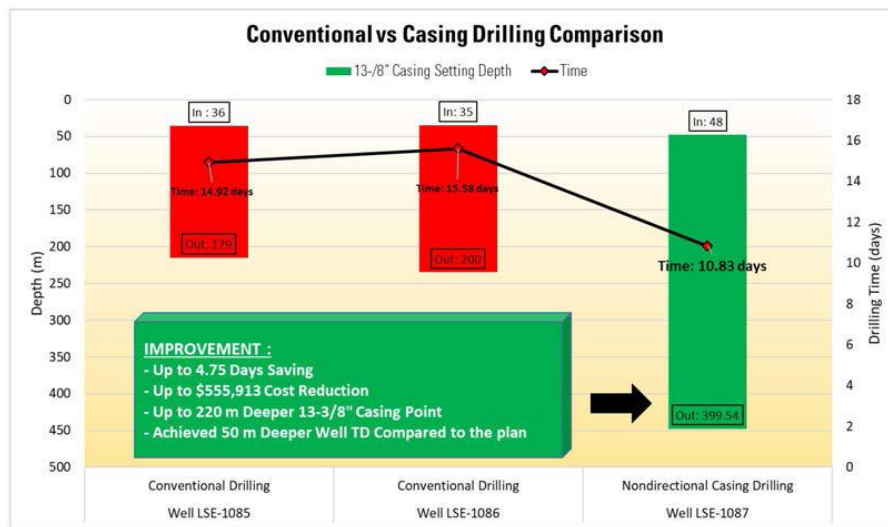
La Implementación del *Casing Drilling* en la zona de Pertamina, resolvió los problemas de pérdidas de circulación y redujo el tiempo de operación hasta 4.75 días, lo cual se traduce en \$555,913 en ahorros en los costos de operación. Figura 8.

Figura 7. Caso XI: Aumento de la resistencia al torque de la conexión por MLT Rings



Nota: Comparación del aumento de resistencia al torque para tres tuberías de revestimiento utilizando conexiones convencionales y utilizando Anillos para torque MLT. Tomado de *Casing Drilling Technology as the solution for Severe Lost Circulation: LSE Casing Drilling Pilot Project Case Study*, por Sayid F. Abdila, Andy M, Bonar Noviasta, y otros, 2018. SPE, OnePetro.

Figura 8. Caso XI: Eficiencia del CD en la zona de Pertamina



Nota: Comparación tiempos de perforación convencional (Rojo) y CD (Verde) de tres tuberías teniendo en cuenta su profundidad de perforación. Tomado de *Casing Drilling Technology as the solution for Severe Lost Circulation: LSE Casing Drilling Pilot Project Case Study*, por Sayid F. Abdila, Andy M, Bonar Noviasta, y otros, 2018. SPE, OnePetro.

### ***3.1.12 Caso 12: Pozo Geotérmico A, Indonesia***

En el área de Jambi, en Sumatra se llevó a cabo el *Casing Drilling* no direccional en un proyecto piloto para la sección de superficie de 17-1/2" con el objetivo de sentar un *Casing* de 13-3/8". El proyecto se propuso como solución a problemas de inestabilidad de la zona más somera en la cual se necesita el aislamiento inmediato debido al colapso de la formación y así eliminar, por lo menos, el viaje de tubería necesario para sacar toda la tubería de perforación *Drill Pipe*, y bajar el revestimiento. Con base en experiencias anteriores, Noviasta, Falhum, & Setiawan (2017) Se centraron en 5 enfoques durante la fase de planeación del proyecto:

- La selección de una broca apropiada para ser perforada al continuar con la siguiente selección.
- Análisis de torque y arrastre al cual estarían sometidas las conexiones.
- Análisis de los esfuerzos sobre la tubería de perforación (revestimiento).
- Predicción de la fatiga de la tubería (ciclos operativos).
- Análisis de la hidráulica del pozo (ECD).

### ***3.1.13 Caso 13: Timano, Rusia***

En este caso se realizaron 3 pozos direccionales con *Casing Drilling* para la sección intermedia de *Casing* de 9-5/8". En estos pozos se redujo casi en 100% los NPT's relacionados a los problemas de operación de los pozos aledaños perforados convencionalmente. (Fatkulín, y otros, 2019) Destacan en su investigación el uso de las siguientes herramientas:

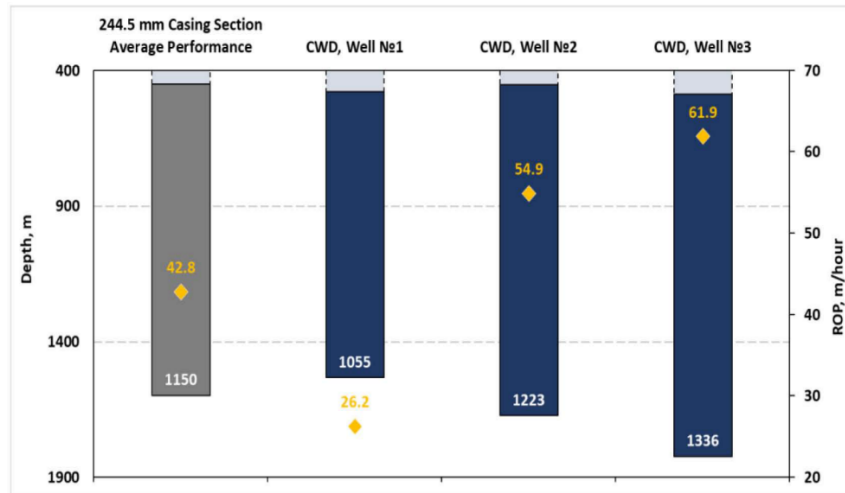
- Anillos de torque, aumentado la resistencia de las conexiones BTC estándar.
- Centralizadores hidroformados, los cuales mejoran la centralización de la tubería. Esto disminuye la fricción del revestimiento contra las paredes del pozo, disminuyendo el

efecto de la fricción y con ello el impacto del torque y el arrastre sobre la tubería, además, mejora la cementación y con ello el aislamiento de la zona, lo cual permite tener menor riesgo de inestabilidad de hueco.

- *Casing Running Tool* (CRT), un equipo que hace parte del sistema de levantamiento de la operación y permite y manejo mejor de la tubería en superficie.
- *Casing Profile Nipple* (CPN), el cual es un equipo de completamiento hecho de una sección corta de tubería con el fin de conectar el revestimiento al BHA y transmitirle la energía necesaria.
- *Drill Lock Assembly* (DLA), compuesto por tres zonas: La zona de fijación Axial (*Axial Lock Location*), la zona media para sentar el DLA en el CPN y la zona baja (*Los Dogs*) para la transmisión del torque. Este equipo se encarga de sujetar el BHA a la tubería y transmitirle el torque.

Los resultados arrojaron un primer pozo perforado sin ningún tipo de NPT's, pero se evidenció una caída de las ROP del 39% respecto al promedio convencional, por lo que se decidió realizar un cambio en el motor de desplazamiento positivo (PDM), por otro de diámetro menor para mejorar la velocidad del fluido; lo cual permitió que los siguientes dos pozos tuvieran un mejor desempeño. (Fatkulín, y otros, 2019), Figura 9.

Figura 9. Caso XIII: Eficiencia del CD en Timano



Nota: Comparación en la profundidad alcanzada y ROP de los pozos CD con el promedio de los pozos convencionales. Tomado de *The First Successful Experience of Directional Casing Drilling Technology in Timano-Pechora Region, Russia*, por Sayid F. Abdila, Andy M, Bonar Noviastra, y otros, 2018. SPE, OnePetro.

#### 3.1.14 Caso 14: Pozos de Zubair, Kuwait

Para los pozos en esta zona, el problema de perforación radica en la incompatibilidad de las formaciones correspondientes a la sección intermedia de 12-1/4" la cual es inestable debido a la alta presencia de *Shale* (Centeno, y otros, 2019). Para poder atravesar esta zona y aislar automáticamente con un *Casing* de 9-5/8" se implementó CD no direccional con un sistema de fondo recuperable. En la etapa de planeación del proyecto se hizo un enfoque especial para mitigar los riesgos de los siguientes problemas propios del CD:

- Durabilidad de la broca (Diseño).
- Optimización del sistema hidráulico.
- Torque y arrastre por medio de simulación numérica.
- Accesorios de cementación con enfoque principal en su capacidad de torque.

Con el objetivo de mitigar el impacto de los problemas identificados se hizo una selección de diferentes equipos especiales para la situación:

- Broca PDC perforable la cual luego de perforar la zona problemática, pueda continuar con la perforación de la zona siguiente, eliminando la necesidad de recuperación y optimizando los viajes de tubería. Esta broca puede ser perforada por una broca PDC estándar en operaciones futuras.
- Centralizadores hidroformados para *Casing*.
- Anillos de torque para aumentar la resistencia de la tubería.

### ***3.1.15 Caso 15: Cuenca Malay, Tailandia-Malasia***

La cuenca Malay es una zona totalmente *Off-shore* que cubre parte de las aguas de Malasia con porciones de Tailandia, Indonesia y Vietnam. En esta zona, se perforó el pozo X, en 2015. El objetivo de la operación fue mitigar los problemas operacionales de pérdidas de circulación e inestabilidad de pozo y así reducir los NPT's. La perforación con revestimiento fue usada para sentar un revestimiento conductor de 20" entre los 750m y los 1000m de profundidad. Para los cálculos de torque se empleó un factor de fricción de 0.4 para hueco abierto y se conectó con un 80% del torque máximo recomendado por simulación. (Patel, Thakar, Pandian, Shah, & Sircar, 2018)

El estudio económico del proyecto arrojó dos puntos importantes para analizar: El primero son los costos en los que incurre la empresa al realizar la compra de equipo nuevo, especialmente para *Casing Drilling*, y el segundo es la comparación de precios entre diferentes parámetros comunes entre el CD y la perforación convencional. Estos los han categorizado en dos grupos: Tangibles e intangibles, Tabla 4.

Tabla 4. Caso XV: Comparación de costos de operación entre perforación convencional y CD

Tipo	Parámetro	Costo Perforación	
		Convencional	Costo CD
Intangible	Movilización de Torre	\$180,000	\$95,000
	Costos diario torre	\$462,500	\$400,000 – 450,000
	Combustible	\$112,500	\$70,000 – 80,000
	Control de Sólidos	\$34,375	\$20,000 – 25,000
	Lodo de perforación	\$210,00	\$190,000 – 200,000
	Cemento	\$204,000	\$170,000 – 175,000
Tangible	Costo de broca	\$40,000	\$45,000 – 50,000
	Costo Drill Pipe	\$116,000	\$0
	<i>Casing</i> Conductor	\$32,000	\$3,600 – 4,000
	<i>Casing</i> de Superficie	\$59,850	\$69,825 – 74,100
	<i>Casing</i> Intermedio	\$212,000	\$240,000 – 256,000
	<i>Casing</i> Productor	\$236,000	\$262,800 – 275,940
	Costo total:	\$1,870,425	\$1,566,225 – 1,685,040

Nota: Comparación de costos para los mismos parámetros entre perforación convencional y CD en Cuenta Malay.

Adaptado de *A review on Casing Drilling technology for oil and gas production with well control model and economical analysis*, por Dipal Patel, Vivek Thakar, Sivakumar Pandian, Manan Shah, Anirbird Sicar, 2018. ScienceDirect.

Este caso demuestra que el CD puede generar una diferencia bastante marcada en los costos del proyecto tanto positiva al modificar equipo ya existente, como negativa al requerir equipo especial el cual no se disponía antes. Por esto es importante también considerar la

reducción en los tiempos de operación. Originalmente, la operación convencional tomaba 25 días en ser completada, al implementar perforación con revestimiento esto se redujo entre 18 a 20 días, el precio de operación por día entre una operación y otra no es demasiada (USD\$450,000), Si tomamos en cuenta la diferencia en días, el ahorro puede significar entre 2 a 2.25 millones de dólares en total de la operación (Sin tener en cuenta el costo por combustible).

Tabla 5. *Caso XV: Inversión en equipo nuevo para CD*

Parámetro	Costo
Gato Hidráulico	\$450,500
TDS + Swivel de cemento + CDS	\$4,000,000 – 5,000,000
Sistema de Wireline para CD	\$500,000
Sistema Wireline para la preventora	\$50,000
Total	\$5,000,000 – 6,000,000

Nota: Comparación de costos para los mismos parámetros entre perforación convencional y CD en Cuenta Malay. Adaptado de *A review on Casing Drilling technology for oil and gas production with well control model and economical analysis*, por Dipal Patel, Vivek Thakar, Sivakumar Pandian, Manan Shah, Anirbird Sicar, 2018. ScienceDirect.

Las tablas sugieren que la implementación del CD tiene un mayor impacto económico en operaciones en campos donde ya se cuenta con equipos como *Top Drive* y CDS, reduciendo así los costos de la implementación hasta en 4 millones de dólares.

### **3.1.16 Caso 16: Bloque Condor, Colombia**

En el 2008, se realiza la aplicación de *Casing Drilling* en dos pozos del campo Condor en Colombia, con el objetivo de mitigar pérdidas de circulación en el piedemonte llanero, ya que en este campo se alcanzaban pérdidas de lodo correspondientes a los 94,000 barriles. Se empleó un sistema de fondo no recuperable para la sección de 20” del primero pozo (Lengupá 1), y un

sistema recuperable para sentar revestimiento de 13-3/8" en el segundo pozo (Condor 2). (Moreno Vargas & Ballesteros Benavides, 2011)

Moreno Vargas & Ballesteros Benavides (2011) destacan dentro de su investigación como principales parámetros para tener en cuenta al momento de implementar la técnica no convencional de perforación en cuestión: Torque y Diseño del BHA. Ellos explican que para poder aplicar el torque necesario para la perforación sobre la sarta se emplearon anillos de torque en las conexiones BTC lo cual aumenta su capacidad de resistencia al torque hasta en 60 mil lbf/ft adicionales y así alcanzan las condiciones de operación.

Las secciones no recuperables de los pozos utilizaron la siguiente configuración:

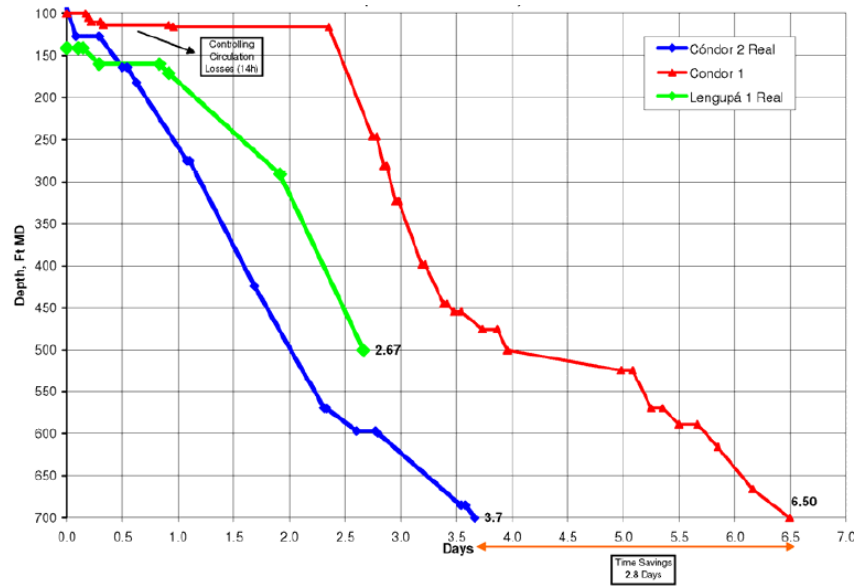
- Zapato perforador perforable 24".
- Conexiones BTC 20".
- Junta de *Casing* 20".
- Collar Flotador 20" convencional.

Las secciones recuperables manejan una configuración de abajo hacia arriba, de la siguiente forma:

- Broca de 12 WOD.
- Ensanchador de hueco a 17-1/2".
- Motor de fondo de alto torque y bajas rpm.
- MWD.
- Estabilizador interno.
- DLA.
- Juntas de *Casing*.

Al comparar los resultados obtenidos por Condor 2 y Lengupá 1, perforados con revestimiento, contra el pozo *offset* Condor 1 perforado convencionalmente podemos observar una reducción importante de tiempo al momento de alcanzar las profundidades objetivo, con una reducción hasta del 50% en los días de operación. Figura 10.

Figura 10. Caso XVI: Tiempos de perforación en los pozos del bloque Condor



Nota: Comparación de tiempos vs profundidad para los pozos CD Lengupá 1 y Condor 2, y el pozo Convencional Condor 1. Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling*. por Gelber Hernan Moreno y Javier Antonio Ballesteros, 2018. Universidad Industrial de Santander

Respecto a los ahorros en costos, tenemos lo siguiente:

Para el pozo Lengupá 1:

- USD \$521,968.95 por reducción de pérdidas de fluido.
- USD \$98,400 por reducción de 1.23 días de operación respecto a Condor 1.
- USD \$28,694 por reducción en el volumen de cemento utilizado.

Para el pozo Condor 2:

- USD \$25,896 correspondientes a la disminución de pérdidas de fluido.

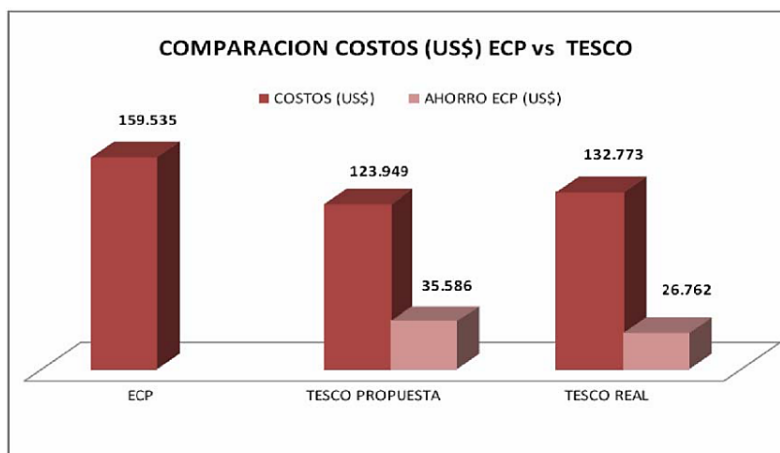
- USD \$224,000 por reducción de 2.8 días de operación respecto a Condor 1.
- USD \$28,694 por reducción en el volumen de cemento utilizado.

### 3.1.17 Caso 17: Castilla y Nutria: Ecopetrol, Colombia

Castilla Norte 46 y Nutria 38 por parte de Ecopetrol con el fin de implementar y estudiar nuevas técnicas de perforación. El proceso se llevó a cabo con éxito en ambos casos, resolviendo problemas como taponamiento del *flowline* y pérdidas de circulación, además, de reducción en los NPT's.

En el pozo Castilla Norte 46 se perforó la sección de 17-1/2" con *Casing* de 13-3/8" desde los 156ft hasta los 1000ft de profundidad, con una duración de 21.5 horas, 22 horas menos de lo presupuestado, lo cual significó USD\$26,762 en ahorro, Figura 11.

Figura 11. Caso XVII: Comparación de Costos Pozo Castilla Norte 46



Nota: Comparación de costos entre la propuesta y el realizado por la empresa Tesco, para el presupuesto ofrecido por ECP en el pozo Castilla Norte 46. Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling*, por Gelber Hernán Moreno y Javier Antonio Ballesteros, 2018. Universidad Industrial de Santander

En el caso del pozo Nutria 38, se perforó la sección de 12-1/4" con revestimiento de 9-5/8" desde los 130ft hasta los 1020ft de profundidad, con un tiempo de 15 horas y un presupuesto de

USD\$94,496, estando en 32 horas por debajo de lo planeado por Ecopetrol, lo cual significó un ahorro de \$58,957. Figura 12.

Figura 12. *Caso XVII: Comparación de Costos Pozo Nutria 38*



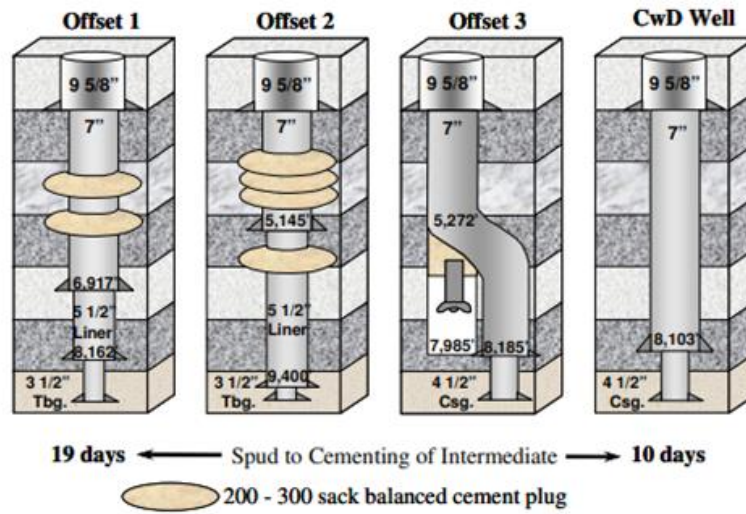
Nota: Comparación de costos entre la propuesta y el realizado por la empresa Tesco, para el presupuesto ofrecido por ECP en el pozo Nutria 38. Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling*, por Gelber Hernán Moreno y Javier Antonio Ballesteros, 2018. Universidad Industrial de Santander

En ambos pozos se utilizó la herramienta de *Casing Drive System* para el manejo del revestimiento.

### **3.1.18 Caso 18: Campo Lobo, Texas, USA**

Tessari, Warren, & Jo Turnkey (2006) describen en su investigación la aplicación de la tecnología no convencional de perforación con revestimiento en el campo Lobo desde el año 2001 hasta el 2006, con el objetivo de mitigar los problemas de pérdidas de circulación en el campo.

Figura 13. Caso XVIII: Pozos perforados en Campo Lobo



Nota: Construcción de los 3 pozos off-set y el pozo CD perforados en el Campo lobo. Tomado de *Drilling with Casing Reduces Cost and Risk*. por R. M. Tessari, T. Warren, J. Jo, 2006. SPE. OnePetro.

El estudio de viabilidad consistió en perforar un pozo con *Casing Drilling* en medio de 3 pozos off-sets perforados convencionalmente, los cuales sufrieron pérdidas severas de circulación. Los resultados arrojaron que a medida que la sarta pasaba por la zona de pérdidas de fluido, esta iba sanando y no presentó mayor peligro. Se utilizó BHA recuperable y al ser retirado al llegar a TD, se cementó con *Casing* de 7" inmediatamente. Todo el proceso con CD tardó 10 días, 9 días menos que las operaciones convencionales de los pozos *off-sets*.

La perforación de los pozos convencionales costó USD\$314,000 (USD\$184,000 correspondientes a los tapones de cemento y operaciones de pesca) en promedio, mientras que el costo de perforar la zona problemática con CD fue de USD\$7,000. (Tessari, Warren, & Jo Turnkey, 2006)

En un segundo estudio en el Campo Lobo fue llevado a cabo por Toyin Busola (2007) cuyo objetivo fue estudiar los tiempos productivos y no productivos de perforación, los costos relacionados a tiempos, equipos y profundidad perforada, y el impacto a la formación y su

repercusión en las pérdidas de circulación. Para esto, se estudiaron 2 pozos direccionales, uno perforado convencionalmente (Caso I) y otro con la tecnología de perforación con revestimiento (Caso II). Para ambos casos el BHA consiste en herramientas de perforación tales como: Broca 6-1/4", RSS, MWD, LWD y *Top Drive System*. El caso I cuenta con un estabilizador, collares flotadores, además de *Drill Collar* y *Drill Pipe*, por su parte, el caso II cuenta con un ensanchador de hueco (*underreamer*) de 8-1/2" y *Drill Lock Assembly* (DLA). En cuanto a tiempo, la Tabla 6 compara los resultados obtenidos.

Toyin Busola (2007) estima que el costo en el Caso I, es de USD\$137,066 por pie perforado, mientras que para el caso II es de USD\$92,619, un 32% de ahorro, aproximadamente. También estimaron que se puede reducir hasta un 40% los tiempos de operación con la tecnología no convencional y el costo nominal por pozo un 32%.

Tabla 6. *Caso XVIII: Tiempos de operación en Campo Lobo*

Factores	Tiempo Acumulado (horas)	
	Caso I	Caso II
Perforación hasta KOP	100	100
Perforación Direccional	50	50
Trip out y corrida de Casing	50	10
Acondicionamiento de pozo	50	0
ROP	608 ft/ 10 hrs	608 ft / 10hrs

Nota: Mayor reducción de tiempo en la corrida de tubería y el acondicionamiento del pozo necesario debido a las pérdidas de fluido. Adaptado de *Economic Implication of Steerable Casing Drilling*, por Toyin Busola, 2018. University of Port Harcourt. SPE, Onepetro.

En la Tabla 7 y en la Tabla 8 se muestran la recopilación de la información obtenida en cada caso de estudio analizado en esta investigación:

Tabla 7. Recopilación de datos, Casos de estudio (1-8) de aplicación de Casing Drilling

<b>Casos</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>8</b>
<b>Tipo de pozo</b>		Off-shore	On-Shore	Off-shore	On-Shore	On-shore	On-shore	On-Shore
<b>Profundidad</b>		1906 m	2624ft	800m	1500-3600m	600-3100m	350m	700m
<b>Rvto</b>	<b>Diametro</b>	9-5/8"	13-3/8"	13-3/8"	9-5/8"	9-5/8" a 7"	13-3/8"	12-3/4"
	<b>Tipo</b>	L80	K55	P110	-	K55-P110	K55	-
	<b>Sección</b>	Intermedio	Superficial	Intermedio	Intermedio	Superficial/Producción	Superficial	Superficial
	<b>ROP</b>	50-150 m/hr	-	30m/hr	-	-	-	19-21 m/hr
<b>RPM</b>	<b>Convencional</b>	40	-	-	-	-	-	-
	<b>CD</b>	65	-	40-60	-	-	-	70-80
	<b>Broca</b>	DrillShoe	XCD Bit	Mill tooth	PDC	-	-	PDC
<b>Pérdidas de circulación</b>	<b>Convencional</b>	Severas	Totales	Altas	-	-	-	-
	<b>CD</b>	Mínimas	-	Free	-	-	-	-
<b>Tiempos</b>	<b>Convencional</b>	75h	3,5d	60-100 h	-	17,5 d	-	-
	<b>CD</b>	65h	2d	40h	-	8,5 d	-0,65	-0,5

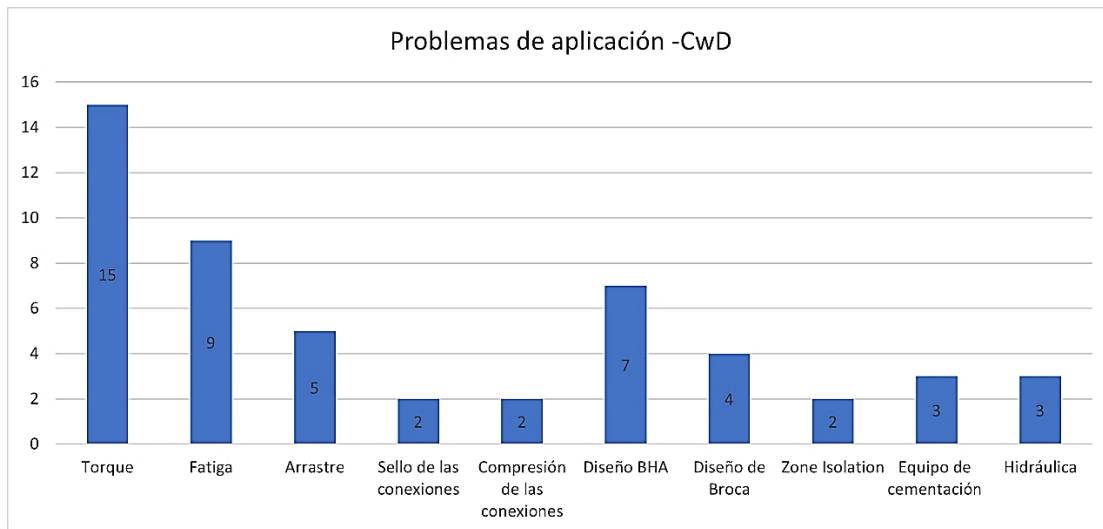
Tabla 8. *Recopilación de datos, Casos de estudio (9-15) de aplicación de Casing Drilling*

Casos		9	10	11	12	13	14	15
<b>Tipo de pozo</b>		-	Off-shore	On-shore	On-Shore	On-shore	On-shore	-
<b>Profundidad</b>		5200ft	3000-5000ft	400 m	850m	-	-	1002m
<b>Rvto</b>	<b>Diametro</b>	-	9-5/8"	13-3/8"	13-3/8"	9-5/8"	9-5/8"	20"
	<b>Tipo</b>	-	N-80	K-55	L80	-	-	-
<b>Sección</b>		-	Superficial	Intermedio	Superficial	-	-	-
<b>ROP</b>		-	212 FT/Hr	-	-	-	15	-
<b>RPM</b>	<b>Convencional</b>	-	-	-	-	-	-	-
	<b>CD</b>	-	-	40-70	-	-	-	-
<b>Broca</b>		-	-	Drillable Casing Bit	Diseño especial	-	Drillable Casing Bit	-
<b>Pérdidas de circulación</b>	<b>Convencional</b>	-	-	-	-	-	90	-
	<b>CD</b>	-	-	-	-	-	6	-
<b>Tiempos</b>	<b>Convencional</b>	-	100-130H	15d	-	-	-	-
	<b>CD</b>	-	80-100 H	10d	-	-	-	-

### 3.2 Principales problemas operacionales en la implementación del *Casing Drilling*

#### 3.2.1 Técnicos

Figura 14. *Problemas técnicos durante la implementación de CD identificados en la literatura*



Gracias a la caracterización de los casos de estudio descritos anteriormente se han identificado los principales problemas que afectan la implementación del *Casing Drilling*. De los 18 casos estudiados, 16 de ellos identifican o destacan factores de vital importancia al momento de implementar la técnica de perforación con revestimiento. Los principales desafíos para superar de acuerdo con su implicación en los casos de estudio son: Torque (94%), Fatiga (56%), Diseño del BHA (43%) y Arrastre (31%). Estos problemas se encuentran, como mínimo en 1 de cada 3 aplicaciones de *Casing Drilling*; por su parte, los problemas de conexiones, y el diseño de la broca están ligados directamente a dos de los problemas principales, el torque y el diseño del BHA, los tres problemas restantes: aislamiento de la zona, Equipo de cementación e hidráulica, están relacionados entre sí, y su implicación en los casos de estudio no es tan alta (19%), dándose en menos de 1 en cada 5 casos de implementación, sin embargo, es un tema importante y bastante amplio que se sale del objetivo de esta tesis y merece un desarrollo independiente ya que no es un problema propio del CD si no de la perforación en general.

En este trabajo de investigación se estudiarán los 4 principales problemas de aplicación de la técnica no convencional de perforación identificados en la literatura: Torque, Arrastre, Fatiga y Diseño del BHA.

### **3.2.2 Económicos**

El principal punto para analizar cuando se quiere llevar a cabo la implementación de una tecnología nueva es su factibilidad económica, por esto es importante estudiar también las características que afectan el bolsillo de las empresas cuando deciden cambiar de una técnica convencional de perforación a *Casing Drilling*. Entre los más importantes son los costos relacionados al aumento del tiempo de la operación (NPT's y viaje de tubería), tubería y conexiones, y problemas operacionales.

Uno de los principales ítems para tener en cuenta al momento de llevar a cabo un proyecto de perforación es el costo por día de perforación, que ronda los miles de dólares, por esto, es sumamente importante optimizar los costos de operación por medio de la reducción de los tiempos no productivos y de ejecución del proyecto en general.

Como se puede observar en los campos estudiados, se presenta una reducción del 10% en general de los tiempos de operación correspondientes solo a los NPT's. Estos tiempos no productivos se relacionan en gran medida con los viajes de tubería eliminados al no requerir sacar la sarta de perforación al llegar a la profundidad objetivo como sucede en las operaciones convencionales. Es importante destacar cómo esta leve reducción en los tiempos puede ayudar a ahorrar cientos de miles de dólares en la operación.

Tabla 9. *Casos de reducción de NPT's encontrados en la literatura*

Reducción de NPT			
Campo	Tiempo (días)	Tiempo (%)	Dinero (MUSD\$)
Tarapoa	2.34	10	163.8
Aguarico	1.26	10	88.2
Auca	1.85	10	129.5
Golfo de San Jorfe	5	10	-

Nota: Reducción de tiempos en comparación a las operaciones convencionales off-set correspondientes. No todos los campos tenían información al respecto de los ahorros en dinero.

Tabla 10. *Casos de reducción de tiempos de operación totales encontrados en la literatura*

Reducción de tiempos de operación				
Caso	Tiempo (días)	Tiempo (%)	Dinero (MUSD\$)	Dinero (%)
Campo Louise	4.75	31	555	31
Cuenca Malay	5	20	2,200	-
Lengupá	1.23	32	98.4	-
Condor II	2.8	43	224	-
Castilla Norte 46	0.92	51	26.7	16.8
Campo Lobo	3.75	36	44.5	32.4
Neuquina	9	52	3,495	42

Nota: Reducción de tiempos de tiempos y costos de operación respecto a las operaciones convencionales para cada caso encontrado en la literatura.

Además de los NPT's, la solución de problemáticas de la perforación convencional que trae consigo el *Casing Drilling*, también ofrece una reducción en los tiempos generales de operación, alcanzando ahorros entre 1 a 9 días logrando así, ahorros hasta del 40%. Esto es

importante ya que destaca como la técnica puede acelerar las operaciones en campo y con ello traer un gran ahorro para el bolsillo de la empresa operadora. En Condor I, el pozo *offset* de referencia para Condor II y Lengupá I, presentó pérdidas de circulación severas, por lo que necesitó grandes cantidades de lodos, para reemplazar el que se perdía en la formación, además, con el objetivo de mitigar estas pérdidas se implementaron 3 taponos de cemento durante la operación. Los pozos perforados con revestimiento: Condor II y Lengupá I, no presentaron problemas de pérdidas por lo que no se tuvo que reemplazar el lodo, ni fueron necesarios los taponos de cemento, lo cual significa un ahorro significativo, alcanzando en Lengupá I, los 500 mil dólares de ahorro, lo cual son ahorros significativos para cualquier empresa durante un proyecto. Tabla 11.

Tabla 11. *Casos de reducción de NPT's encontrados en la literatura*

Reducción de NPT			
Campo/Pozo	Criterio	Dinero (MUSD\$)	Dinero (%)
Lengupá	Reducción de pérdidas de circulación	522	75
Lengupá	Ahorro en cemento	28.7	100
Condor II	Reducción de pérdidas de circulación	25.9	23
Condor II	Ahorro en cemento	28.7	100

Nota: Los ahorros en cemento en ambos casos coinciden. Estos ahorros corresponden a taponos de cementos que se utilizaban en la operación convencional.

Un caso especial es el de la Cuenca Malay, en el cual se hace un estudio más profundo de la economía del proyecto al contar con la necesidad de comprar equipo como el *Top Drive*, en este caso, indispensable en el *Casing Drilling*. Esto da a entender que la compra de equipo especial, el cual no se dispone en campo para la operación, puede hacer que el proyecto no sea viable, Tabla 12. Sin embargo, también sugiere que, si en un campo ya se dispone del equipo

necesario, o este será utilizado en más de un proyecto a futuro, sería una inversión con grandes ganancias potenciales en los demás proyectos.

Tabla 12. *Inversión en equipos no disponibles*

Criterio	Ahorro
Tiempo (días)	6
Gasto en Operación (MUSD\$)	200
Tiempo (MUSD\$)	2000
<b>Equipo Extra (MUSD\$)</b>	<b>-5,000</b>
Total	-2,800

Nota: Impacto de la compra de equipo nuevo para desarrollo de la perforación con revestimiento en la cuenca Malay, lo cual también da una idea de cuánto se puede ahorrar en campos donde ya se tiene disponible el equipo necesario.

La Tabla 13 muestra los problemas operacionales que se presentaron en los casos de estudio, el factor ocasionador y la solución aplicada en cada situación.

#### **4. Estrategias Para La Solución De Los Principales Problemas Operacionales En La Perforación Con Revestimiento**

El torque, el arrastre, la fatiga y el diseño de BHA correcto son las consideraciones más importantes en la planeación de un proyecto de perforación. Altos niveles en torque, arrastre y/o fatiga pueden conducir a situaciones de falla en la sarta de perforación o en los equipos utilizados, impidiendo obtener resultados satisfactorios. En el análisis de los casos de estudio revisados en el capítulo anterior se identificó la importancia de la implementación de un software de simulación y/o métodos numéricos que permitan estimar el valor de estos esfuerzos a los cuales se someterá la tubería durante la operación, y con base en los resultados, tomar las precauciones necesarias en el diseño de BHA y selección del equipo de perforación.

Tabla 13. *Problemas operacionales durante el CD, Causas y soluciones*

Casos	Problema*	Causa	Solución
1	T,F,D	Eficiencia de las conexiones	Simulación Numérica y Selección de conexiones VAM premium
2	D	Toma de registro y operaciones direccionales	Desarrollo continuo e implementación de nuevos equipos
3	T,F,D	Eficiencia de las conexiones y alto DLS	Simulación Numérica y Selección de conexiones VAM premium
4	T	Eficiencia de las conexiones	Uso de conexiones semipremium
5	T	Eficiencia de las conexiones	Uso de conexiones premium y semipremium
6	T	Eficiencia de las conexiones	Uso de Anillos de torque para conexiones BTC convencionales
7	T,A,F	-	Simulación numérica en pro de selección de equipo apropiado
8	T,F,D	Eficiencia de las conexiones	Uso de Anillos de torque en conexiones BTC convencionales y centralizadores
9	T,F,D	Eficiencia de las conexiones	Uso de Anillos de torque en conexiones BTC convencionales y centralizadores
10	T,F,D	Eficiencia de las conexiones	Uso de MLT Rings para torque y equipo especializado
11	T,A,D	Eficiencia de las conexiones	Uso de Anillos de torque para conexiones BTC convencionales
12	T,A,F	Fatiga y Torque exceden límites de seguridad	Simulación Numérica - Disminución de profundidad de asentamiento
13	T,A,F,D	Fatiga y Torque exceden límites de seguridad	Simulación Numérica - MLT Rings - Centralizadores Hidroformados
14	T,A,D	-	-

Nota: (\*) Siglas problemas operacionales: (T) Torque, (A) Arrastre, (F) Fatiga y (D) Diseño de BHA.

#### 4.1 Torque y Arrastre

El torque se entiende, de forma general, como la fuerza necesaria para generar la rotación de la tubería dentro del pozo. Cardona, Kohan, Quinteros , & Storti definen el torque como una carga rotacional generada por diferentes fuentes en el pozo, como es la fuerza de contacto entre la sarta de perforación y el revestimiento sentado anteriormente (*Cased Hole*) o la pared del pozo desnudo (*Open Hole*), por lo tanto, dan a entender que el torque existe debido a la existencia de la fricción entre el contacto de dos superficies, siendo un factor clave a analizar. Las fuentes generadoras de torque se agrupan en tres grupos:

- Torque generado por la fuerza de fricción entre las superficies, explicado anteriormente, conocido como torque friccional.
- La interacción entre la sarta de perforación, el BHA y formación inestable o acumulación de recortes resulta en la adición de torque extra, este se denomina torque mecánico. Siendo de difícil predicción en la fase de planeación. (*Ismayilov, 2012*)
- El torque que necesita la broca para rotar y poder penetrar la formación.

Ismayilov (2012) estima que el torque se determina en función de las siguientes propiedades:

- Tensión o compresión de la sarta de perforación.
- Severidad de la curvatura (*Dog Leg Severity*).
- Tamaños de la tubería de perforación (*Casing*).
- Peso de la tubería.
- Inclinación.
- Factor de fricción.

Cardona, Kohan, Quinteros , & Storti definen el arrastre como una fuerza axial, que al igual que el torque, proviene de la interacción entre la tubería y la pared del pozo o la tubería sentada en la sección anterior. El arrastre opera en sentido opuesto al movimiento, y depende en gran medida del factor de fricción entre las superficies cuando una de estas se mueve respecto a la otra. El arrastre tiene un gran impacto en la integridad de la tubería de perforación, desgastándola al punto de hacerla fallar y generar fracturas.

Ismayilov (2012) estima que durante operaciones de subir (*tripping out*) y bajar (*tripping in*) tubería del pozo, las fuerzas de arrastre son mayores, mientras que cuando la tubería está en

rotación, estas fuerzas disminuyen, también, considera que es de interés hacer seguimiento a los siguientes parámetros durante la operación:

- Peso sobre la broca en rotación sin considerar la fuerza de arrastre.
- Peso de la tubería durante una operación de *Tripping Out*.
- Peso de la tubería durante una operación de *Tripping In*.
- Torque al rotar la tubería.

Durante la fase de planeación, es crucial considerar el peor escenario durante el análisis del torque y el arrastre para así asegurar que la sarta pueda rotar y reciprocarse en el pozo. En el Apéndice D, se puede apreciar un esquema de los esfuerzos a los que se ve sometida la tubería durante una operación de perforación.

#### ***4.1.1 Factor De Fricción***

El factor de fricción es un número adimensional que relaciona la fuerza de fricción y la fuerza normal de reacción de apoyo cuando un cuerpo se desplaza sobre una superficie (Rodríguez & Suárez , 2020). Para Ismayilov (2012) es un factor ambiguo, ya que agrupa distintos parámetros como lo son:

- Lubricidad del sistema de lodo.
- Rigidez de la tubería.
- Acumulación de ripios.
- Asientos llave.
- Pegas diferenciales.
- *Dog Leg Severity*.
- Hidráulica del pozo.

- Tortuosidad.
- Efecto de la viscosidad de los fluidos.

Ismayilov (2012) propone rangos para el factor de fricción en función del tipo de lodo empleado en la operación, Tabla 14.

Es importante destacar que, en varios de los casos de estudios analizados en el capítulo anterior, mencionan los factores de fricción empleados en el cálculo de torque con un rango entre 0.2 y 0.4, teniendo en cuenta que es recomendable emplear el peor caso, y, que, en perforación con revestimiento, la tubería de perforación es mucho más susceptible a sufrir los efectos de la fricción contra las paredes del pozo, se recomienda el valor de 0.4 para la estimación numérica.

Tabla 14. *Valores del factor de fricción en función del fluido de perforación*

Tipo de fluido	Factor de fricción	
	Cased Hole	Open Hole
Aceitoso	0.16 – 0.20	0.17 – 0.25
Basado en Agua	0.25 – 0.35	0.25 – 0.40
Salmuera	0.30 – 0.40	0.30 – 0.40
De polímeros	0.15 – 0.22	0.2 – 0.3
Sintético	0.12 – 0.18	0.15 – 0.25
Espuma	0.3 – 0.4	0.35 – 0.55
Aire	0.35 – 0.55	0.40 – 0.60

Nota: Tomado de: *Application of 3-D analytical model for wellbore friction calculation in actual wells. Por Orkhan Ismayilov. Norwegian University of Science and Technology*

#### **4.1.2 Modelos Numéricos Para Torque y Arrastre**

En su trabajo de investigación Rodríguez & Suárez (2020) describen tres de los modelos numéricos más detallados en la literatura que permiten realizar un análisis de las condiciones de

torque y arrastre a las cuales se verá sometida la sarta de perforación durante la construcción del pozo.

**4.1.2.1 Modelo 1: Aadnoy, Fazaeli & Hareland (2010).** El primer modelo propuesto es una solución analítica que permite el cálculo del torque y el arrastre durante la operación de perforación. El desarrollo de este modelo se lleva a cabo a partir de la discretización del pozo, es decir, se divide el pozo en secciones rectas cortas, y el cálculo del torque y el arrastre se lleva a cabo individualmente en cada sección y de forma acumulativa. El modelo parte de la suposición de que la tubería no ofrecerá resistencia a la construcción del pozo, es decir, no es rígida, si no flexible a los movimientos dentro del hueco. Define esto como un modelo de sarta suave, en el cual se asume la sarta como si fuera un cable y según él, son el tipo de modelos más comunes en la industria para el cálculo de torque y arrastre. El cálculo de las fuerzas de torque y arrastre se lleva a cabo por medio de la discretización del pozo, es decir, que la sarta de perforación se divide en secciones pequeñas y a partir de iteraciones se realiza un cálculo individual, aunque acumulativo, de cada una de las fuerzas. Este seccionamiento del pozo nos aporta 2 tipos de secciones: Rectas y Curvas.

**Secciones Rectas:** Son aquellas divisiones de la sarta que no se encuentran en una zona de construcción de ángulo. Una característica de este escenario es que la tensión de la tubería no afecta la fuerza de fricción, si no que para las secciones recta solo la componente normal de su peso influye en el impacto de la fricción sobre la tubería. (Aadnoy, Fazaelizadeh, & Hareland, 2010), Figura 15.

Las ecuaciones generales para el cálculo de torque y arrastre en secciones rectas por este modelo son:

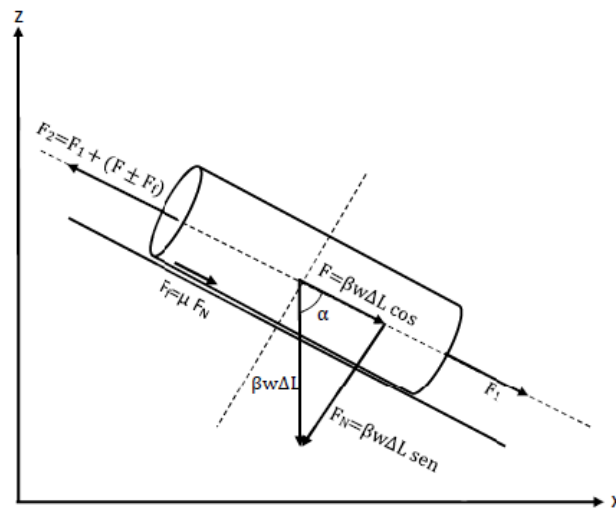
$$F_2 = F_1 + \beta w \Delta L (\cos \alpha + \mu \sin \alpha) \quad \text{Ecuación 2.}$$

$$T = \mu\beta rw\Delta L \sin\alpha$$

Ecuación 3.

- $\beta$  = Factor de boyancia
- $F_2$  = Arrastre correspondiente a la sección superior
- $F_1$  = Arrastre correspondiente a la sección inferior
- $w$  = Peso de la sección de tubería
- $\Delta L$  = Longitud de la sección de tubería
- $T$  = Torque en la sarta de perforación
- $\mu$  = Factor de fricción
- $\alpha$  = Inclinación de la sección
- $r$  = Radio de la tubería de perforación (Casing)

Figura 15. Diagrama de cuerpo libre para sección recta Aadnoy (2010)

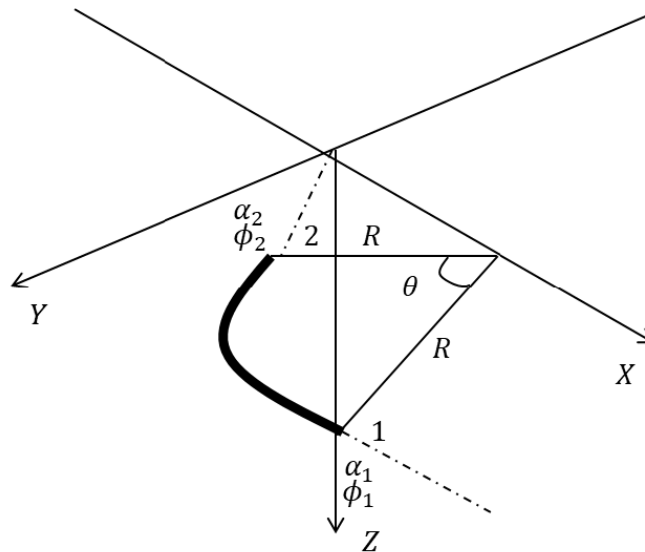


Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander

**Secciones Curvas:** Son aquellas cuya inclinación en su parte superior difiere respecto a la inclinación en su punto inferior, es decir, se encuentran en una zona de construcción de ángulo, Figura 16.

Para secciones curvas el efecto de la carga axial de la tubería determina el efecto de fricción generado por el contacto entre la sarta y la pared del pozo. Estas secciones son las que se encuentran en la zona de construcción de ángulo en un pozo, por lo tanto, el ángulo de *dog leg* ( $\theta$ ) determina la desviación, de la cual depende de la inclinación y el azimut.

Figura 16. Diagrama de cuerpo libre para sección curva Aadnoy (2010)



Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander

Aadnoy, Fazelizadeh, & Hareland (2010) consideran que el arrastre ocasionado por la fricción para cualquier pozo puede ser calculada discretizando la forma del pozo en elementos más pequeños. Sumando el torque y el arrastre desde abajo hacia arriba de forma iterativa. Ecuación 4 y 5.

$$F_2 = F_1 e^{\pm \mu |\theta_2 - \theta_1|} + \beta w \Delta L \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \quad \text{Ecuación 4.}$$

$$T = \mu r N = \mu r F_1 |\theta_2 - \theta_1| \quad \text{Ecuación 5.}$$

- $\alpha_2 =$  *Inclinación de la tubería en el lado superior de la sección*
- $\alpha_1 =$  *Inclinación de la tubería en el lado inferior de la sección*
- $\theta_2 =$  *Dog leg Severity (DLS) en el lado superior de la tubería*
- $\theta_1 =$  *Dog leg Severity (DLS) en el lado inferior de la tubería*

**Movimiento Axial y Rotacional:** Durante la perforación se presentan dos tipos de movimiento, Rotacional y axial, estos movimientos tienen alto impacto en el torque y el arrastre al que se somete la sarta de perforación durante la operación. Por este motivo es importante relacionar la velocidad axial con la velocidad rotacional de la tubería, Ecuación 6 y 7.

$$\psi = \tan^{-1} \frac{V_h}{V_r} \quad \text{Ecuación 6.}$$

$$V_r = \frac{2\pi r}{60} N_r \quad \text{Ecuación 7.}$$

- $\psi =$  *Ángulo de relación entre la velocidad axial y la rotacional*
- $V_h =$  *Velocidad vertical (axial) de la sarta de perforación*
- $V_r =$  *Velocidad tangencial por rotación de la sarta de perforación*
- $N_r =$  *Velocidad rotacional*

Aadnoy, Fazaelizadeh, & Hareland (2010) presentan modificaciones a las ecuaciones de la sección anterior que relacionan la velocidad axial con la rotacional durante la operación en función del tipo de sección. Ecuación 8 y 9.

- *Para secciones rectas:*

$$F_2 = F_1 + \beta w \Delta L \cos \alpha \pm \mu r \beta w \Delta L \sin \alpha \sin \psi \quad \text{Ecuación 8.}$$

$$T = \mu r F_1 |\theta_2 - \theta_1| \quad \text{Ecuación 9.}$$

- *Para secciones curvas:*

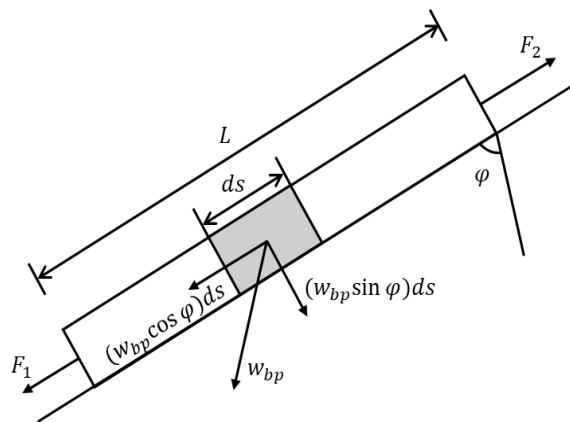
$$F_2 = F_1 + F_1(e^{\pm\mu|\theta_2-\theta_1|} - 1)\sin\psi + \beta w\Delta L \frac{\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \quad \text{Ecuación 10.}$$

$$T = \mu r F_1 |\theta_2 - \theta_1| \quad \text{Ecuación 11.}$$

**4.1.2.2 Modelo 2: Mitchell & Miska (2011)** Al igual que en el modelo anterior, Mitchell & Miska (2011) desarrollaron un modelo de sarta suave, cuyas ecuaciones permiten realizar cálculo de torque y arrastre para modelos en 2D a partir de un análisis vectorial de trayectoria por medio de la discretización de la sarta en secciones pequeñas y asumiendo una baja velocidad axial para desestimar los efectos de la aceleración.

**Secciones Rectas:** Para las secciones rectas se considera un cuerpo estático sobre el cual se realiza una sumatoria de fuerzas en cada uno de sus ejes para establecer el valor de la fuerza de contacto por unidad de longitud de la tubería  $w_c$ , y la fuerza en la parte superior de la sección  $F_2$ .

Figura 17. Diagrama de cuerpo libre para sección recta Mitchell & Miska (2011)



Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander

$$F_2 = F_1 \pm \mu(w_{bp}\sin\varphi)L + (w_{bp}\cos\varphi) \quad \text{Ecuación 12.}$$

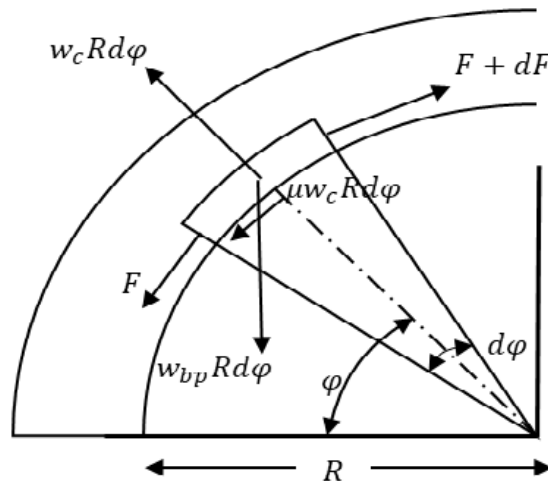
$$w_c = (w_{bp}) * \sin\varphi$$

Ecuación 13.

- $F_2 =$  Arrastre correspondiente a la sección superior
- $F_1 =$  Arrastre correspondiente a la sección inferior
- $\mu =$  Factor de fricción
- $w_{bp} =$  Peso boyado de la sección
- $w_c =$  Fuerza de contacto
- $\varphi =$  Inclinación de la sarta de perforación
- $L =$  Longitud de la sección

**Secciones Curvas:** Para este tipo de secciones se asume una construcción de ángulo constante. Para las secciones curvas se pueden presentar dos casos: *Drop Off* y *Build Up*.

Figura 18. Diagrama de cuerpo libre para sección recta Mitchell & Miska (2011)



Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander.

*Drop Off* son aquellas secciones en las que el ángulo de inclinación de la parte superior de la sección es menor a la inclinación en la parte inferior de la sección, presentándose un apoyo de la tubería sobre la cara inferior del pozo.

El cálculo de arrastre para este escenario se describe en las ecuaciones 14 y 15, donde R corresponde al Radio de curvatura del pozo y C la constante de integración resultante en el desarrollo de la ecuación, que debe ser calculada por métodos numéricos, Ecuación 14 y 15.

$$w_c = \frac{F}{R} + w_{bp} \sin \varphi \quad \text{Ecuación 14}$$

$$F(\varphi) = (w_{bp}R) \left[ \frac{1-\mu^2}{1+\mu^2} \sin \varphi - \frac{2\mu}{1+\mu^2} \cos \varphi \right] + Ce^{\mu\varphi} \quad \text{Ecuación 15}$$

El *Build Up* ocurre cuando la inclinación en la parte superior de la sección es mayor que la inclinación de la parte inferior, lo cual se denomina construcción de ángulo, Para este caso, la sarta puede encontrarse en dos situaciones: Alta tensión y baja tensión, en función de la relación entre el producto del peso boyado, el radio de curvatura y el seno de la inclinación en la sección analizada, y la fuerza en la parte superior de la tubería.

- Alta Tensión

La sección se encuentra en un escenario de alta tensión si:

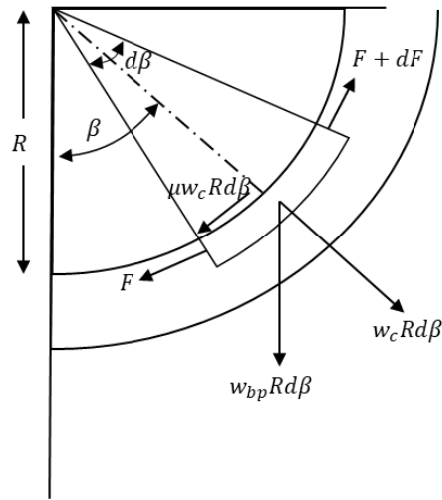
$$F \geq w_{bp}R \sin \varphi \quad \text{Ecuación 16}$$

En esta situación se considera que la fuerza de tensión (o compresión) a la que está sometida la sarta de perforación es lo suficientemente alta para que la tubería choque con la parte superior del pozo. El cálculo de la fuerza de arrastre a la que se somete la tubería en esta condición se da por medio de la ecuación 17 y la ecuación 18.

$$w_cR = F - (w_{bp})R \cos \beta \quad \text{Ecuación 17.}$$

$$F(\varphi) = -(w_{bp}R) \left[ \frac{1-\mu^2}{1+\mu^2} \sin \varphi - \frac{2\mu}{1+\mu^2} \cos \varphi \right] + Ce^{\mu\left(\frac{\pi}{2}-\varphi\right)} \quad \text{Ecuación 18.}$$

Figura 19. Diagrama para sección curva BU de alta tensión Mitchell & Miska (2011)



Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander

- Baja Tensión

La sección se encuentra en un escenario de baja tensión si:

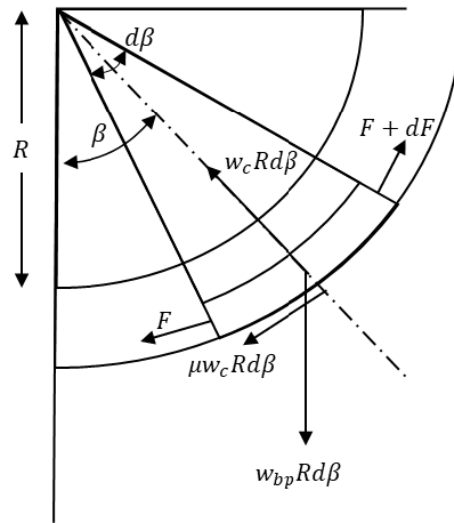
$$F < w_{bp}R \sin \varphi \tag{Ecuación 19}$$

Este escenario plantea que la fuerza de tensión (compresión) a la que está sometida la sarta de perforación no es lo suficiente alta como para que la tubería se pegue a la cara superior del pozo, por lo que esta, en su lugar, reposa sobre la cara inferior. A partir del mismo principio anterior, El cálculo de la fuerza de arrastre a la que se somete la tubería en esta condición se da por medio de la ecuación 20 y la ecuación 21

$$w_cR = (w_{bp})R \cos \beta - F \tag{Ecuación 20}$$

$$F(\varphi) = (w_{bp}R) \left[ \frac{1-\mu^2}{1+\mu^2} \sin \varphi + \frac{2\mu}{1+\mu^2} \cos \varphi \right] + C \exp \left[ -\mu \left( \frac{\pi}{2} - \varphi \right) \right] \tag{Ecuación 21}$$

Figura 20. Diagrama para sección curva BU de baja tensión Mitchell & Miska (2011)



Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander

**Cálculo de torque en el modelo Mitchell & Miska (2011):** Para el cálculo del torque en las secciones de *Drop Off* se establece una ecuación especial, la cual parte de la consideración de las secciones como unidades de dos puntos  $S_1$  y  $S_2$ , cada uno con sus ángulos de inclinación correspondientes  $\varphi_1$  y  $\varphi_2$ , respectivamente, siendo la profundidad de  $S_1$  mayor que la de  $S_2$ . La ecuación 22 permite el cálculo del torque requerido para vencer la fuerza de fricción dentro del pozo y así poder rotar la tubería.

$$M_{1-2} = \mu r_p \{ F_2 (\varphi_1 - \varphi_2) + w_{bp} R [ 2 (\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) - (\varphi_1 - \varphi_2) \sin \varphi_2 ] \}$$

Ecuación 22.

Para las demás secciones, el torque se calcula por medio de la ecuación 23.

$$M_{1-2} = \int_{S_1}^{S_2} r_p \mu w_c R ds = \int_{\varphi_2}^{\varphi_1} r_p \mu w_c R d\varphi \tag{Ecuación 23.}$$

- $M_{1-2} = \text{Torque diferencial para la sección}$

- $s_1 =$  Profundidad medida, lado inferior de la sección
- $s_2 =$  Profundidad medida, lado superior de la sección
- $\varphi_1 =$  Inclinación de la tubería en el punto inferior de la sección
- $\varphi_2 =$  Inclinación de la tubería en el punto superior de la sección
- $r_p =$  Radio de la sarta de perforación

El cálculo de la fuerza de contacto por unidad de longitud de tubería depende de un nuevo criterio de alta o baja tensión:

- *Baja tensión* ( $90^\circ < \varphi < 30^\circ$ )

$$w_c = w_{bp}(2 \sin \varphi - 1) \quad \text{Ecuación 24.}$$

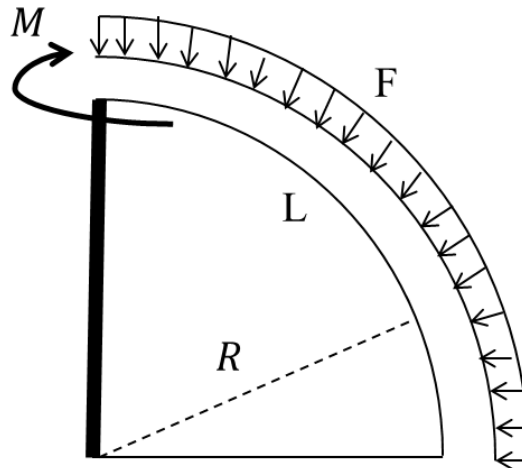
- *Alta tensión* ( $30^\circ < \varphi < 30^\circ$ )

$$w_c = w_{bp}(1 - 2 \sin \varphi) \quad \text{Ecuación 25.}$$

**4.1.2.3 Modelo 3: Aadnoy, Mirhaj & Kaarstad (2016)** Modelo construido a partir de una serie de modificaciones al modelo de Aadnoy (2010), en el cual se incluye el efecto de la rigidez de la tubería en secciones curvas, es decir, este modelo contempla la resistencia que ofrece la sarta de perforación al acomodarse a la trayectoria del pozo y los cálculos para secciones rectas se mantiene como en el modelo original. Debido a esto, los cálculos suponen un contacto constante entre la tubería y las paredes del pozo.

La fuerza de fricción adicional por la rigidez de la tubería  $Q$ , es la primera modificación al modelo original que debe ser estudiada, esta depende de la fuerza normal adicional por la rigidez de la tubería  $F_{stiff}$  y el factor de fricción del pozo  $\mu$ .

$$Q = \mu * F_{stiff} \quad \text{Ecuación 26.}$$

Figura 21. *Momento de flexión constante*

Nota: Adaptado de: *Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano*. Por María Victoria Rodríguez y Wendy Dayana Suárez, 2020. Universidad Industrial de Santander.

La fuerza normal adicional por rigidez de la tubería depende del módulo de Young del material  $E$ , del momento de inercia  $I$ , radio de curvatura de la sección  $R$  y longitud de la sección  $L$ , Ecuación 27.

$$F_{\text{stiff}} = \frac{E \cdot I}{R \cdot L} \quad \text{Ecuación 27.}$$

$$I = \frac{64}{\pi} * (OD^4 - ID^4) \quad \text{Ecuación 28.}$$

$$R = \frac{L}{\theta} \quad \text{Ecuación 29.}$$

- $\theta = \text{Dog Leg}$
- $OD = \text{Diámetro externo de la tubería}$
- $ID = \text{Diámetro interno de la tubería}$

La carga axial de arrastre total de la sección anterior  $F_1^*$  es la suma de la fuerza adicional por rigidez y la fuerza de arrastre calculada para esa sección, por el modelo original Aadnoy

(2010), Ecuación 30; finalmente, se calcula el valor de la fuerza de arrastre para la sección curva, en cuestión  $F_2^*$ , Ecuación 31.

$$F_1^* = F_1 + Q \quad \text{Ecuación 30}$$

$$F_2^* = F_1^* e^{\pm\mu|\theta_2-\theta_1|} + \beta w \Delta L \left\{ \frac{\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right\} \quad \text{Ecuación 31.}$$

- $\beta = \text{Factor de boyancia}$
- $w = \text{Peso del segmento de tubería}$
- $\Delta L = \text{Longitud incremental de la tubería}$
- $\alpha_2 = \text{Inclinación de la tubería en la parte superior de la sección}$
- $\alpha_1 = \text{Inclinación de la tubería en la parte inferior de la sección}$

#### 4.2 Fatiga

En términos generales, la fatiga es un fenómeno en el cual se genera una fractura sobre la superficie de un material y se va expandiendo hasta que la fractura es lo suficientemente grande como para que el objeto en cuestión no puede soportar los esfuerzos a los que se está sometido. Aunque para algunas fuentes en la literatura, representa cualquier cambio en la estructura del material. La fatiga puede ser alcanzada debido a dos tipos de ambientes operacionales: de bajos ciclos (LCF) y altos ciclos (HCF), y en ambos casos se presenta debido a los esfuerzos cíclicos a los que se somete la tubería están por encima del *Yield Streng* del material, la cantidad de ciclos para que esto ocurra en un ambiente de bajos ciclos varía entre las 10 y las 100 revoluciones. Por su parte, la fatiga por altos ciclos requiere una cantidad de un orden de  $10^6$  revoluciones. (Teodoriu & Falcone, 2008)

La tensión, la presión de ruptura y la de colapso son criterios muy importantes durante el diseño del plan de perforación, sin embargo, no tener en cuenta la fatiga a la que se someterá la

tubería podría significar fallas en la sarta durante la operación. En su análisis, Warren, Angman, & Houchens (2000) estiman que, para huecos del mismo diámetro, los esfuerzos a los que está sometido un revestimiento de 5-1/2" son un 50% más grandes que para un *Drill Pipe* de 3-1/2".

En operaciones convencionales las principales consideraciones durante el diseño del revestimiento son:

- Estabilidad del hueco.
- *Well Control*.
- Profundidades de asentamiento.
- Planeación direccional.
- Selección de la broca.

Sin embargo, al implementar el *Casing Drilling*, el análisis de la vida útil de la tubería antes de que se presente una fractura por fatiga requiere consideraciones especiales.

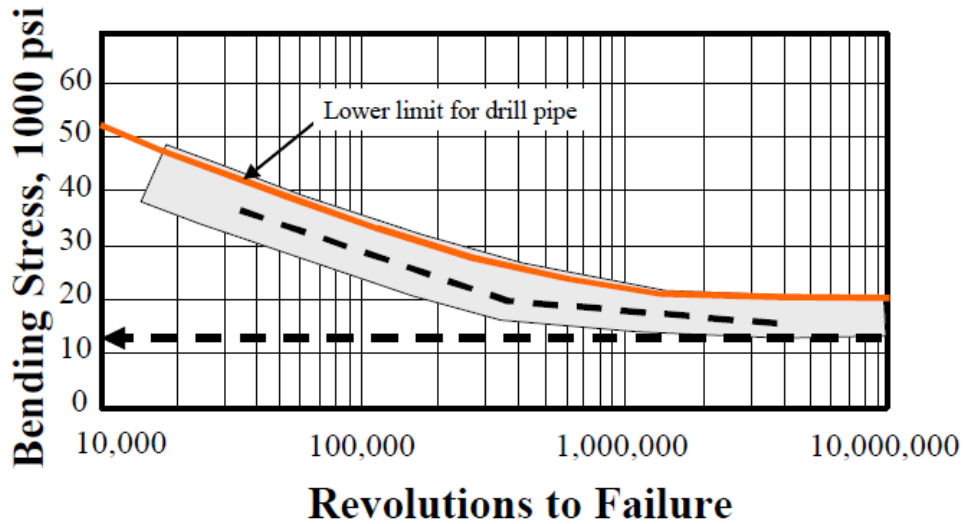
#### **4.2.1 Curva S-N**

La curva S-N es un método convencional de aproximación al número de ciclos a los cuales la tubería alcanza su límite de resistencia y falla por fatiga (vida útil). Por lo cual, es una gráfica que relaciona el esfuerzo (*Stress*) con el número de ciclos (N), y es creada a partir de pruebas de laboratorio, Figura 22. Generalmente esta curva es dada por el proveedor de la tubería.

Con frecuencia, el *Casing* soportará situaciones donde los esfuerzos a los cuales se verá sometido excederán los límites recomendados, y será recomendable limitar la cantidad de rotaciones, disminuyendo la carga de los esfuerzos torsionales y tangenciales, y con ello, es posible aumentar su vida útil. Una forma de hacer esto, es empleando un motor de fondo, pero también es importante tener una aproximación de las condiciones a las cuales se someterá la

sarta de perforación, por esto, Hossain & Amor (2004) proponen una aproximación más precisa a las condiciones de fatiga que puede soportar la tubería. Este modelo numérico parte de comprender las principales cargas a las cuales está sometido el *Casing* durante una operación de perforación.

Figura 22. Ejemplo de Curva S-N para dos tipos de tuberías



Nota: Curva S-N para dos tuberías de J-55 y N-80 tipo *Casing* en el que en función de los esfuerzos a los que está sometido en la operación, se determinan la cantidad de ciclos máximos. Tomado de *Casing Drilling application design consideration*. Por Tommy Warren, Per Angman y Bruce Houtchen, 2000. SPE. Onepetro.

**4.2.2 Esfuerzos asociados a la fatiga del revestimiento**

Durante una operación de perforación, la tubería está sometida a 5 tipos de esfuerzos que generan el efecto de fatiga en el revestimiento: de tensión o axiales, de torque o torsionales, de corte, radiales, y combinadas. La relación que existe entre el esfuerzo aplicado y el esfuerzo máximo aplicado dado por el proveedor se define como factor de diseño, Ecuación 32.

$$DF_a = \frac{\sigma_y}{\sigma_{atc}}; DF_r = \frac{p_{ypc}}{p_{rc}}; DF_t = \frac{\sigma_y}{\sigma_{tc}}; DF_s = \frac{\tau_y}{\tau_{rc}}; DF_{vm} = \frac{\sigma_y}{\sigma_{vm}} \quad \text{Ecuación 32.}$$

Al igual que en los modelos estudiados en el capítulo anterior para torque y arrastre, en la metodología presentada por Hossain & Amor (2004), se realizan los cálculos por secciones de tubería, es decir, toda la sarta de perforación está discretizada en secciones más pequeñas, las cuales presentan características individuales en función de la posición o profundidad a la que se encuentren dentro del pozo.

Como se mencionó anteriormente, la tubería de perforación, en este caso el *Casing*, está sometida a varios tipos de esfuerzos mientras se desarrolla la operación. Uno de ellos es el esfuerzo axial, el cual se entiende como la relación entre el peso efectivo boyado de toda la tubería  $W_{\text{eff}}$  bajo la sección en estudio y su área transversal  $A_s$ , Ecuación 33.

$$\sigma_a = \frac{W_{\text{eff}}}{A_s} \quad \text{Ecuación 33.}$$

En pozos direccionales o desviados, se presenta una flexión en la tubería, lo que se conoce como *Dog Leg Severity* (C) que se mide con la cantidad de grados de inclinación por cada 100ft de profundidad. Esta flexión aumenta en gran medida el esfuerzo axial al que se somete la tubería durante la operación. Su impacto es calculado por medio de la ecuación de Lubinski  $\sigma_b$ , Ecuación 34.

$$\sigma_b = \frac{ED_oCL\sqrt{\frac{W_{\text{eff}}}{EI}}}{2 \tanh\left[L\sqrt{\frac{W_{\text{eff}}}{EI}}\right]} \quad \text{Ecuación 34.}$$

- $E = \text{Módulo de Young}$
- $I = \text{Momento de inercia}$
- $L = \text{Longitud del segmento}$
- $D_o = \text{Diámetro externo de la tubería}$
- $D_i = \text{Diámetro interno de la tubería}$

El *Casing* tiene un mayor diámetro que la tubería convencional, debido a esto el efecto de la fricción entre la pared del pozo y el revestimiento tiene mayor impacto sobre el revestimiento, además, como se observa en la ecuación 34, El esfuerzo axial debido a la flexión de la tubería es directamente proporcional al diámetro externo de la tubería, corroborando el impacto de este parámetro. La ecuación 35 permite calcular la fuerza de arrastre sobre la sección de la tubería  $F_d$  en función del peso nominal de la tubería boyado  $W_{ec}$ , la longitud de la sección  $\Delta H$ , la inclinación  $\alpha$ , la fuerza normal por contacto  $F_N$  y el coeficiente de fricción  $C_f$ :

$$F_d = W_{ec}\Delta H \cos \alpha \pm C_f F_N \quad \text{Ecuación 35.}$$

$$W_{ec} = W_{nc} BF \quad \text{Ecuación 36.}$$

- $W_{nc} = \text{Peso nominal de la tubería}$
- $BF = \text{Factor de boyancia}$

El coeficiente de fricción presenta signos negativos o positivos dependiendo del movimiento de la tubería dentro del pozo, positivo al subir tubería, lo que representa un aumento en la carga sobre la sección de estudio, y negativo cuando se baja, generando una disminución. Así, están definidas las tres componentes que hacen parte de la carga axial total  $\sigma_{at}$  a la cual está sometido el revestimiento durante la operación, Ecuación 37.

$$\sigma_{at} = \sigma_a + \sigma_b + F_d \quad \text{Ecuación 37}$$

Cuando se quiere diseñar un sistema que presente secciones transversales circulares, es común que los esfuerzos no se distribuyan uniformemente sobre el material, ocasionando cambios de formas o abolladuras, Este fenómeno se conoce como concentración de esfuerzos. El factor de concentración de esfuerzos depende de la geometría del material y puede ser obtenido por medios teóricos y experimentales que salen del alcance de esta investigación. Este factor debería ser aportado por el proveedor de la tubería, sin embargo, la ecuación 38 es una ecuación

teórica para su cálculo, aceptada de manera universal. (Jaimes, Mendoza, Sterlacci, Gomes, & Troyani, 2005)

$$K = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\text{nom}}} \quad \text{Ecuación 38.}$$

Donde  $\sigma_{\max}$  es el esfuerzo máximo recomendable a las condiciones de operación, obtenido por medios experimentales, y  $\sigma_{\text{nom}}$  es el esfuerzo determinado a partir de las ecuaciones teóricas planteadas. A partir de lo anterior, se puede estimar que el producto de los factores de concentración de esfuerzos con la presión radial  $p_r$ , el esfuerzo total  $\sigma_t$  y el esfuerzo de corte  $\tau_s$ , determinan la presión y los esfuerzos máximos de operación. Ecuación 39, 40 y 41.

$$p_{rc} = K_r p_r \quad \text{Ecuación 39.}$$

$$\sigma_{tc} = K_t \sigma_t \quad \text{Ecuación 40.}$$

$$\tau_{sc} = K_s \tau_s \quad \text{Ecuación 41.}$$

La presión radial máxima  $p_{rc}$ , el esfuerzo total máximo  $\sigma_{tc}$  y el esfuerzo de corte máximo  $\tau_{sc}$  permiten estimar el esfuerzo tangencial al que será sometida la tubería a partir de la fórmula de Lamé, Ecuación 42.

$$\sigma_t = \frac{D_i^2 p_{ri} - D_o^2 p_{re}}{D_o^2 + D_i^2} + \frac{D_o^2 D_o^2 (p_{ri} - p_{re})}{D^2 (D_o^2 - D_i^2)} \quad \text{Ecuación 42.}$$

Siendo  $D$ , un punto cualquier sobre el cual se quiere hacer el análisis de esfuerzos tangenciales, de tal forma que  $D_i < D < D_o$ . A partir de lo anterior, los mayores esfuerzos tangenciales se encuentran sobre la superficie de la tubería, cuando  $D = D_o$ , Ecuación 43

$$\sigma_t = (\sigma_t)_{\max} = \frac{2D_i^2 p_{ri}}{D_o^2 - D_i^2} - p_{re} \quad \text{Ecuación 43.}$$

El esfuerzo de corte o de cizalladura es un esfuerzo resultante de las tensiones paralelas, pero en sentido opuesto a estas tensiones, Ecuación 44.

$$\tau_t = \frac{T D_o}{2J} \quad \text{Ecuación 44.}$$

Donde el torque generado durante la operación T, se calcula mediante una iteración de sección a sección, desde el fondo hasta superficie (o sección de interés j), Ecuación 45. Cada sección analizada aporta un diferencial de torque extra  $\Delta T$  a la sumatoria, Ecuación 46

$$T_j = \sum_{k=n-1}^j \Delta T_k \quad \text{Ecuación 45.}$$

$$\Delta T = C_f F_N D_O / 2 \quad \text{Ecuación 46.}$$

Como se puede evidenciar en la ecuación 46, Al igual que en el cálculo de la fuerza de arrastre en las cargas axiales, las fuerzas normales de contacto tienen un impacto directamente proporcional en el cálculo del torque, estas fuerzas son la reacción que ejerce la cara del pozo contra la tubería cuando entran en contacto y depende principalmente de la componente normal del peso, Ecuación 47.

$$F_N = [(F_a \Delta \alpha \sin \alpha)^2 + (F_a \Delta \alpha + W_{ec} \Delta H \sin \alpha)]^{1/2} \quad \text{Ecuación 47.}$$

$$F_a = W_{ec} \Delta H \cos \alpha \quad \text{Ecuación 48.}$$

Al tener todas las cargas anteriores ya calculadas, se puede realizar el cálculo del esfuerzo combinado por la ecuación de Von Mises, Ecuación 49.

$$2\sigma_{vm}^2 = [(\sigma_{atc} - \sigma_{rc})^2 + (\sigma_{tc} - \sigma_{rc})^2 + (\sigma_{atc} - \sigma_{tc})^2] + 6[\tau_{tc}^2 + \tau_{rc}^2 + \tau_{zc}^2] \quad \text{Ecuación 49.}$$

Donde todos son los valores máximos correspondientes a los productos entre los factores de concentración de esfuerzos y los esfuerzos correspondientes. Por su parte,  $\tau_{rc}$  y  $\tau_{zc}$  son despreciables ya que son muy pequeños en comparación con los demás. (Hossain & Amro, 2004)

### ***4.2.3 Estimación numérica de la vida útil de la tubería***

La cantidad de ciclos que la tubería puede soportar durante la operación depende del esfuerzo combinado  $\sigma_{vm}$  al que va a estar sometida. Hossain & Amor (2004) proponen que, en cada uso, la tubería se desgasta y la vida útil se reduce en un porcentaje, el cual se representa por

FD. Pero este cálculo se realiza de forma iterativa para cada una de las secciones  $i$  en las cuales se ha discretizado la sarta, en este sentido, la fracción de vida útil perdida en el uso de la tubería es una suma de la pérdida de resistencia en cada una de las secciones del pozo. Siendo  $m$  la cantidad de secciones incluidas en el cálculo, de fondo a superficie.

$$FD_m = \sum_{i=1}^m FD_i \quad \text{Ecuación 47.}$$

$$FD_i = \frac{n_i}{N_{fi}} \quad \text{Ecuación 48.}$$

Así, para cada una de las secciones, el porcentaje de calidad, o de vida útil perdida en un uso, depende del número de ciclos  $n_i$  que realice y el número máximo de ciclos realizables  $N_{fi}$  bajo el esfuerzo combinado al que esté sometida la sección, este se puede obtener a través de las gráficas S-N correspondiente a la tubería y dada por el proveedor, teniendo como dato de entrada el esfuerzo combinado de Von mises. La siguiente ecuación relaciona los datos del pozo con sus ciclos donde  $R$  es la velocidad en RPM,  $L_D$  es la longitud del intervalo en ft y  $V_c$  es la velocidad de penetración en ft/h:

$$n_i = \frac{60RL_d}{V_c} \quad \text{Ecuación 49.}$$

En algunos casos, la tubería puede ser usada en más de una operación, por lo que se debe realizar una doble sumatoria para calcular el gasto de vida útil en dos o más usos  $j$ , siendo  $n$  el número total de usos.

$$FD_{mn} = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m FD_{ij} \quad \text{Ecuación 50.}$$

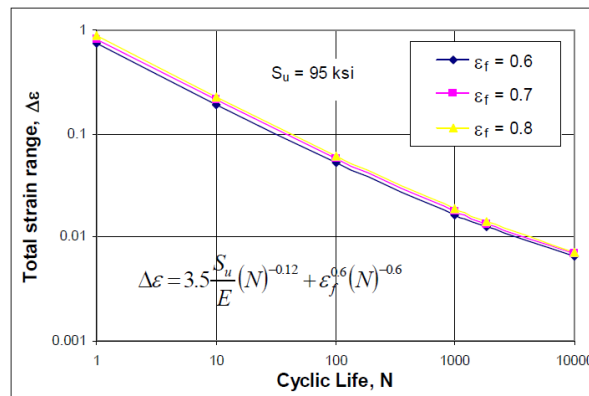
A partir de lo expuesto anteriormente, solo se considera seguro el uso de la tubería si  $FD_{mn} < 1$ , por lo tanto, valores para  $FD$  mayores o iguales a 1 representan que la vida útil de la tubería se ha alcanzado y es propensa a fallar por fatiga.

**4.2.4 Otros modelos**

Liu, Samuel, Gonzales , & Kang (2018) presentan otros modelos que no fueron propuestos para operaciones de *Casing Drilling* específicamente, pero sirven de forma general para la estimación de la resistencia a la fatiga.

**4.2.4.1 Método Universal de la pendiente** Wu, Knauss, & Kritzler, (2008) utilizan la ecuación de Manson para estimar la deformación total ( $\epsilon_t$ ) para conexiones de Casing en operaciones de inyección cíclica de vapor. Esta ecuación relaciona el módulo de Young E, la deformación efectiva  $\epsilon_f$ , las propiedades tensiles del material  $S_u$  con la cantidad de ciclos totales (N) por medio de una gráfica de ciclos vs Deformación, Ecuación 51. Figura 23.

Figura 23. *Curva Deformación vs Ciclos para el método de la pendiente*



Nota: Tomado de *Casing Failures in Cyclic Steam Injection Wells*. Por Jiang Wu, Martin E. Kanauss y Torsten Kritzler, 2008. SPE. Onepetro.

$$\Delta\epsilon_t = 3.5 \frac{S_u}{E} (N)^{-0.12} + \epsilon_f^{0.6} (N)^{-0.6} \tag{Ecuación 51.}$$

**4.2.4.2 Modelo basado en energía** Por medio de la ecuación de energía de Smith, Watson y Topper (SWT), Teodoriu & Falcone (2008) estimaron la resistencia a la fatiga de conexiones *Buttress* para *Casing* en pozos geotérmicos, en un ambiente de bajas revoluciones

(LCF). En este caso, ellos estudiaron el efecto de la temperatura en la fatiga de la tubería, al considerar que se genera un esfuerzo térmico inducido  $S_0$ , como producto del módulo de Young (E), el coeficiente de expansión del material ( $\alpha$ ) y el diferencial de temperatura aplicado en la operación ( $\Delta T$ ):

$$S_0 = \alpha E \Delta T \quad \text{Ecuación 52.}$$

Las propiedades físicas de los materiales cambian a medida que son sometidos a altas temperatura, haciéndolos más dúctiles y propensos a deformaciones. Por eso, la resistencia de los materiales disminuye a medida que la temperatura aumenta. En su metodología, Teodoriu & Falcone (2008) plantean un parámetro que representa el daño que sufren las conexiones cuando se someten a diferentes cargas.

$$\sigma_{\max} \varepsilon_a E = \sigma_l \varepsilon_l E = (K_t S)^2 \quad \text{Ecuación 53.}$$

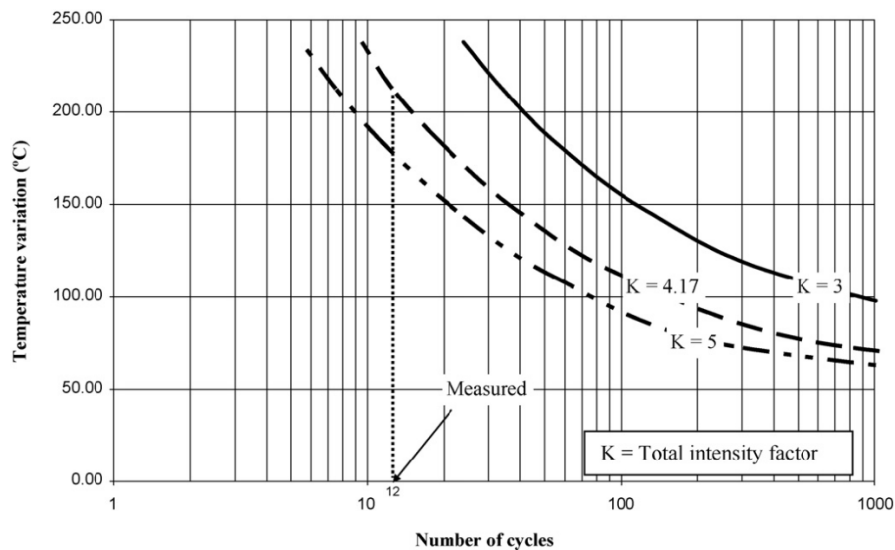
- $\sigma_{\max}$  = *Esfuerzo máximo local*
- $\varepsilon_a$  = *Amplitud de la deformación local*
- E = *Módulo de Young*
- $\sigma_l$  = *Esfuerzo local inducido*
- $\varepsilon_l$  = *Deformación local inducida*
- $K_t$  = *Factor de concentración de esfuerzos*
- S = *Esfuerzo nominal máximo inducido*

El factor de concentración de esfuerzos K, se puede determinar de forma empírica a partir de la ecuación propuesta por la norma alemana DIN 471 (1991), la cual asume un estado de esfuerzo de flexión, Ecuación 54. Donde t es el grosor de la pared de la conexión y r su radio, el valor de K varía entre 4 y 10.

$$K = 1.14 + 1.08 \sqrt{\frac{t}{r}} \quad \text{Ecuación 54.}$$

La nueva S-N modificada a partir del modelo demuestra que, para grandes cambios en la temperatura, la cantidad de ciclos se puede reducir, en la prueba realizada por Teodoriu & Falcone (2008), para una conexión para *Casing* N80, 18 5/8" tomó 12 ciclos para presentar una fractura a gran escala, con un diferencial de temperatura, respecto a la temperatura ambiente de 200°C, Figura 24.

Figura 24. Nueva curva "S-N" para temperatura vs cantidad de ciclos



Nota: Modificación a la curva SN convencional para calcular los ciclos máximos en función de la temperatura aplicada en función del factor de concentración de esfuerzos. Tomado de *Comparing completion design in Hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of Casing connections subject to thermal stressess*. Catalin Teodoriu y Gioia Falcone, 2008. Sciendirect.

**4.2.4.3 Ley de evolución del daño** Por medio de la ley de evolución del daño, Van Wittenberghe, y otros (2010) plantean una metodología para estimar la resistencia de conexiones roscadas. A partir de esta ley, se estiman la cantidad de ciclos  $N_f$ .

$$N_f = \frac{\Delta\sigma_{eq}^{-(\beta+m)} R_v^{-\beta/2}}{A(\beta+m+1)} \quad \text{Ecuación 55.}$$

A y  $\beta$  son parámetro de daño del material calculados a partir de pruebas de laboratorio, m el exponente de resistencia de deformación de la conexión,  $\Delta\sigma_{eq}$  la diferencia en el esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo de Von Mises durante las cargas cíclicas y  $R_v$  es la función triaxial, que depende del radio de Poisson  $\nu$ , y del esfuerzo hidrostático  $\sigma_H$ , el cual es un promedio del tensor de esfuerzos al que está sometida la tubería.

$$R_v = \frac{2}{3}(1 + \nu) + 3(1 - \nu) \left[ \frac{\sigma_H}{\sigma_{eq}} \right]^2 \quad \text{Ecuación 56.}$$

$$\sigma_H = \frac{1}{3}(\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33}) \quad \text{Ecuación 57.}$$

#### 4.3 Diseño del BHA y de la Sarta de Perforación

El desarrollo de los modelos numéricos permite obtener una estimación de las condiciones de torque, arrastre y fatiga a la que se verá sometida la sarta de perforación durante la operación. Sin embargo, para prevenir fallas en la sarta es indispensable seleccionar las herramientas adecuadas para solventar las falencias de los equipos convencionales. Durante la revisión de los casos de estudio en el capítulo 3, una de las problemáticas identificadas fue el diseño del *Bottom Hole Assembly* (BHA), y con ello, la necesidad de herramientas especiales que se adecúen a las nuevas necesidades de la técnica no convencional. Así, en este capítulo se hablarán tanto de las herramientas diseñadas para solventar o mitigar el impacto de los parámetros estimados a partir de los modelos mencionados en los capítulos anteriores (Torque, Arrastre y Fatiga) como de los equipos necesarios para realizar con éxito la perforación con revestimiento.

### ***4.3.1 Tubería de Revestimiento***

La tubería de revestimiento es el corazón de la investigación, por lo tanto, es pertinente que sea la primera herramienta en ser nombrada. El revestimiento, o *Casing*, es una tubería de acero que queda cementada en su lugar en el pozo durante la operación con el objetivo de dar estabilidad a las paredes de la formación y evitar problemas de estabilidad, entre otras de sus tantas funciones. Para Schlumberger, s.f. “La sarta de revestimiento proporciona un medio para asegurar el equipo de control de presión de superficie y el equipo de producción de fondo de pozo, tal como la preventora (BOP) o el empacador de producción”.

Entre los aspectos más importantes en la construcción de un pozo está la selección adecuada de una tubería de revestimiento ya que esta debe encontrarse en la capacidad de soportar cierta cantidad de carga y presión dependiendo de las condiciones de operación, Alarcón & Villota, (2018) establecen que los criterios generales para la selección de tubería son los enunciados en la Tabla 15. Además, se deben tener en cuenta las principales propiedades de la tubería de revestimiento como: el diámetro exterior, el espesor de la pared, el peso por unidad de longitud, el grado del acero, el tipo de conexión y la longitud de la junta.

El tipo de revestimiento implementado en cualquier operación depende de las condiciones geológicas y operacionales de la zona y de la capacidad económica del proyecto. En su investigación Moreno Vargas & Ballesteros Benavides (2011) presentan 6 tipos de revestimientos.

Tabla 15. *Criterios para la selección de tubería de revestimiento*

Criterios para la selección de tubería de revestimiento	
Tipo de pozo (vertical/inclinado)	Tope de cemento
Gradiente geotérmico	Gradiente de fracturas
Propiedades del fluido de perforación	Trayectoria del pozo
Presión de fractura de la formación	Presión de poro
Localización zonas permeables	Zonas fracturadas
Presencia de domos salinos	Altura de cemento
Presencia de H <sub>2</sub> S y/o CO <sub>2</sub>	Datos históricos del yacimiento

Nota: Tomado de *Evaluación técnico-financiera de la implementación de la perforación con revestimiento y perforación con presión controlada para la disminución de tiempos de perforación en un pozo exploratorio* por A. T. Jorge y V. G. Germán, 2018. Fundación Universidad América.

**4.3.1.1 Conductor Marino.** Es el revestimiento inicial y el más somero, es instalado en la sección más blanda y no consolidada del pozo, con el objetivo de generar estabilidad en superficie donde se articula el equipo de perforación, al mismo tiempo sirve de guía para la sarta de perforación convencional y las demás secciones de tuberías de revestimiento. El diámetro de esta tubería varía entre veintiséis (26”) pulgadas y cuarenta y cinco (45”) pulgadas con una profundidad de asentamiento entre noventa (90’) y ciento cincuenta (150’) pies. Este revestimiento es colocado con el uso de martillos hidráulicos o vibratorios y se clasifican según la ubicación del cabezal de pozo en:

- Tubería hincada, para perforación *Onshore*.
- Conductor marino, para perforación *Off-shore* con BOP superficial.
- Pilote de fundación, para perforación *Off-shore* con BOP submarina.

**4.3.1.2 Revestimiento Conductor.** Se conoce como revestimiento conductor a la primera tubería de diámetro entre dieciséis pulgadas (16") y treinta pulgadas (30"), la cual se ubica a profundidades someras y se cementa hasta la superficie, o hasta el lecho marino dependiendo del tipo de pozo. En ella se instalan los equipos, conexiones de fluido de perforación y las primeras preventoras; la profundidad de asentamiento varía entre ciento cincuenta (150') y doscientos cincuenta (250') pies. Sus principales funciones son:

- Prevenir derrumbes en las formaciones más someras.
- Proteger los acuíferos en zonas someras.
- Proporcionar línea de flujo con el fin de comunicar el fluido de perforación con los equipos de control de sólidos.
- Permitir guiar la sarta de perforación y los demás revestimientos de las secciones posteriores del pozo.

**4.3.1.3 Revestimiento de Superficie.** Tubería de revestimiento con diámetro inferior al diámetro del revestimiento conductor, su valor oscila entre nueve cinco octavos (9-5/8") y veinte (20") pulgadas, la profundidad en la cual se realiza el asentamiento varía entre los cien (100') y tres mil (3000') pies o más, dependiendo de la profundidad del objetivo y del diseño del pozo. Sus funciones principales son:

- Proteger los acuíferos superficiales.
- Proporcionar un gradiente de fractura que permita la perforación del pozo.
- Servir de soporte para las paredes del pozo.
- Soportar el peso de las tuberías que serán instaladas posteriormente.

**4.3.1.4 Revestimiento Intermedio.** Tubería de revestimiento con diámetro inferior al diámetro del revestimiento de superficie, puede ser de trece tres octavos (13-3/8"), diez tres

cuartos (10-3/4") o nueve cinco octavos (9-5/8") de pulgada. La profundidad de asentamiento varía entre tres mil (3000') y diez mil (10000') pies. Provee integridad a las presiones del pozo durante la siguiente operación, también es llamado de protector ya que impide fracturas en la formación a causa de los altos pesos del lodo, así mismo suministra aislamiento a las zonas menos estables, donde existen perdidas de circulación, bajas presiones de poro o capas productoras. Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control de las presiones en el pozo.
- Aísla formaciones problemáticas tales como lutitas reactivas, influjos y formaciones con contaminantes.
- Permite reducir la densidad del lodo al darle estabilidad y protección al pozo.
- Cubrir zonas con pérdida de circulación severa.

**4.3.1.5 Revestimiento de Producción.** Es el revestimiento utilizado como refuerzo de la tubería de producción (*Tubing*) durante las operaciones de producción del pozo, brindando protección y control de este durante toda la vida productiva del pozo. Por lo general se cuelga del revestimiento inmediatamente anterior, en este caso se denomina como *Liner*. Su asentamiento es la profundidad total del pozo y sus diámetros pueden ser de cuatro un medio (4-1/2"), cinco (5"), siete (7") y nueve cinco octavos (9-5/8") de pulgada. Sus principales funciones son:

- Aislar la zona de interés.
- Evitar migración de fluidos entre zonas.
- Proteger los equipos de producción.
- Proteger revestimiento intermedio.

**4.3.1.6 *Liner*.** Definida como la tubería de revestimiento más corta la cual es colgada del revestimiento inmediatamente anterior; disminuyendo costos operacionales al no ir hasta

superficie y optimiza la hidráulica durante la perforación de las secciones más profundas. El *Liner* pueden cumplir con la función de tubería intermedia o de producción, generalmente se cementa a lo largo de toda su longitud; su diámetro generalmente es de cuatro un medio (4-1/2") de pulgada. Sus funciones principales son:

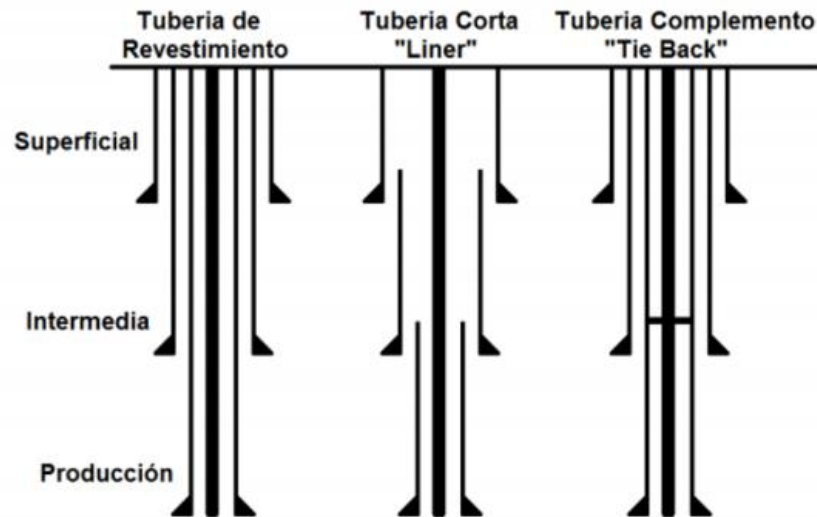
- Control de pozo.
- Reducción de costos relacionados a la tubería de revestimiento y volúmenes de cemento requeridos.
- Reducción de tiempos operativos gracias a su instalación rápida.
- Permitir uso de tuberías de producción de mayor diámetro.

Al ser solo una porción de revestimiento, el *Liner* puede ser ubicado de distintas formas dentro del pozo, cada una con un objetivo distinto. Por este motivo existen varios tipos de *Liner*:

- ***Liner Intermedio:*** Es aquel que cubre las funciones de un revestidor intermedio sin la necesidad de extenderse hasta la superficie del pozo, generalmente utilizados para tener control de la presión, evitar influjos y/o pérdidas de circulación.
- ***Liner de Producción:*** Cumple la función de la tubería de producción, este se cuelga al interior del revestimiento de producción y generalmente se utiliza en pozos exploratorios ya que permite el completamiento de este a menor precio y la producción viable del hidrocarburo. El *Liner* permite ser conectado hasta superficie para futuras operaciones.
- ***Tie Back:*** Revestimiento que puede ser conectado al tope del *Liner* con el fin de conectarlo hasta el cabezal del pozo en superficie cuando el pozo es completado, de esta forma proporciona integridad de presión hasta el cabezal y permite aislar

los revestimientos intermedios que hayan sufrido desgastes y no se encuentren en capacidad de resistir incrementos de presión en el pozo.

Figura 25. Tipos de revestimientos tipo Liner



Nota: Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling*, por Gelber Hernán Moreno y Javier Antonio Ballesteros, 2018. Universidad Industrial de Santander

### 4.3.2 Accesorios especiales de la sarta de perforación

Como se habló en el capítulo 3, la selección de equipo y tecnología especial para el desarrollo de la perforación con revestimiento es una de las características más importantes en este tipo de proyectos y plantea un reto en la fase de diseño. Estos equipos permiten llevar a cabo la operación de manera satisfactoria y muchos de ellos son de uso propio del *Casing Drilling*. En la siguiente sección analizaremos los equipos que son mencionados en la literatura como primera necesidad para lograr el objetivo deseado.

**4.3.2.1 Casing Drive System** El *Casing Drive System* o CDS es un equipo de superficie el cual se facilita la manipulación de la tubería de revestimiento, permitiéndole rotar y reciprocarse durante la perforación. Está constituido por un arreglo de cuñas con conexión rápida que se encarga de sujetar la tubería, ya sea desde su interior o exterior. Apéndice E.

La implementación de la herramienta CDS se encuentra disponible para usar en todos los diámetros de revestimiento, a diferentes profundidades de pozo, en diferentes grados de inclinación y geometrías de hueco, operable en locaciones *Onshore* y *Offshore*; con la ventaja de proporcionar un ambiente de trabajo seguro, ya que reduce el número de personas expuestas en la operación, al eliminar el trabajo en altura y disminuir el manejo de tubería. La Tabla 16 y el Apéndice F, muestran las especificaciones técnicas y los modelos de los CDS de Tesco CO respectivamente.

Tabla 16. *Especificaciones Técnicas de los CDS Disponibles de Tesco*

Capacidad de Levantamiento	Diámetro de Casing	Longitud	Máximo Torque	Máxima Presión de Fluido de Perforación	Velocidad Máxima de Operación	Máxima Capacidad de Desplazamiento o Descendente
350 Ton Externo	3-1/2" – 8-5/8"	10'	40000 ft/lbs	5000 psi	200 rpm	25000 lb
500 Ton interno	4-1/2" – 20"	10'	40000 ft/lbs	5000 psi	200 rpm	25000 lb
750 Ton interno	9-5/8" – 20"	10'	80000 ft/lbs	5000 psi	100 rpm	40000 lb

Nota: Especificaciones técnicas del CDS de Tesco CO, en sus tres capacidades disponibles. Tomado de *Casing Drive System*, por NABORS. (pag 2). 2018.

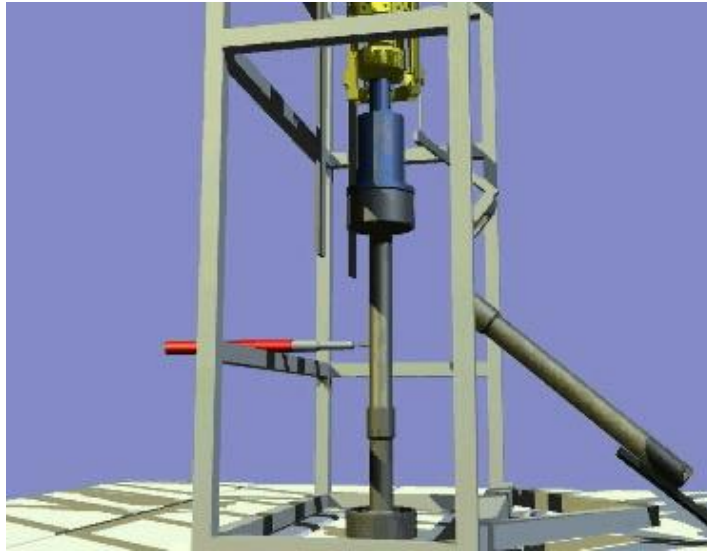
El CDS se instala rápidamente y elimina la llave hidráulica y a su operador, elevadores de *Casing* de gran tamaño, el piso de entubar, el enganchador, plataformas elevadas de trabajo y las herramientas de llenado de *Casing*. Apéndice G.

**4.3.2.2 Casing Running Tool** Históricamente, los viajes y manejo de tubería de revestimiento (*Casing Running*) han sido reconocidos como uno de los procesos más ineficientes y peligrosos en las operaciones de perforación. El concepto de "*Casing Running Tool*" nace de la necesidad de disminuir los accidentes ocasionados debido al desplazamiento de la plataforma

"*Stabbing Board*" necesario para el uso del *Top Drive*. Las compañías han desarrollado CRT como un conjunto de herramientas convencionales con diferentes funciones que actúan como una sola, todas estas, conectadas directamente al *Top Drive*. Kamphorst, van Wechem, Boom, Bottger, & Kock (1999) consideran el CRT como la unión de 3 herramientas: El elevador araña (*Spider-Elevator*), brazos manipuladores y los brazos de encarrilado (*Trailing Arm*):

- ***Spider-Elevator***: Está conectado directamente al *Top Drive*, y sus funciones principales son soportar el peso del *Casing* y transmitirle el torque desde el *Top Drive* a la sarta de revestimiento.
- ***Manipulator Arm***: El brazo manipulador está conectado al *Top Drive* y su función principal es manejar las juntas de *Casing* para la parada.
- ***Trailing Arm***: El brazo de encarrilado va conectado al mástil del taladro. Su función es asegurar que la posición correcta de la siguiente junta de *Casing* en la parada.

En su investigación Saleh, y otros (2018) hacen énfasis en dos tipos de CRT utilizados normalmente: CRT mecánico y CRT Hidráulico, este último es un equipo grande, que puede alcanzar hasta las 500 toneladas, y requiere una serie de herramientas hidráulicas para poderse usar, por otro parte, el CRT mecánico es mucho más pequeño y livianos pesando entre 1500 y 2800 lbs en función del diámetro del *Casing*. En el Apéndice H se puede apreciar una foto real del uso del CRT.

Figura 26. *Diseño esquemático de CRT*

Nota: Ubicación de las herramientas mencionadas anteriormente dentro del CRT. Tomado de *Casing Running Tool*, por G H. Kamphorst, G.L. van Wechem, W. Boom, D. Böttger, y K.Koch, 1999. SPE, Onepetro.

**4.3.2.3 Conexiones** Entre las empresas más destacadas en el diseño y desarrollo de conexiones para tubería de revestimientos está VAM, una empresa líder en este ámbito a nivel mundial, la cual ofrece un gran catálogo de conexiones que han sido utilizadas en diferentes partes del mundo. (VAM USA®, s.f.)

**4.3.2.3.1 VAM® HTTCTM.** Conexión premium roscada y acoplada (Threaded & Coupled T&C) que ofrece una capacidad de torque extremadamente alta que combina la sellabilidad/fiabilidad según la API RP5C5:2013 CAL I. Esta conexión se encuentra disponible en los principales tamaños de revestimiento, Apéndice I. Entre sus principales características están:

- Capacidad de sellado al gas según API RP5C5:2013 CAL IV, incluso a un torque máximo con capacidad de sellado (MTS).
- Capacidad de torsión extremadamente alta.
- Tensión: 100% de capacidad PBYS.

- Compresión: 80% de compresión PBYS para sellabilidad (100% de compresión uniaxial PBYS).
- Presión interna: 100% de la capacidad de presión de la tubería.

**4.3.2.3.2 VAM® 21TM.** Es la última generación de conexiones premium roscadas y acopladas (T&C) que introduce un diseño innovador y revolucionario. La confianza gracias al cumplimiento de la norma ISO 13679 CAL-IV dentro de la envoltura completa del cuerpo de la tubería amplía las oportunidades para sus diseños de pozos. Apéndice J.

La VAM® 21TM es la conexión VAM® de mayor rendimiento y fiabilidad hasta la fecha con un excelente sellado hermético al gas bajo cargas combinadas, una resistencia a la compresión extrema (100%) y el innovador efecto VAM® con el VAM® Stabilizer™. Las funciones de sellado y de hombro están separadas para que la torsión y la compresión no afecten al rendimiento del sellado. La VAM® 21TM está disponible en tamaños de 4 ½" a 14", los demás tamaños están disponibles bajo pedido; permite una flexión hasta 42°/100 pies, sellabilidad validada hasta 240°C (464°F) y sus principales beneficios son: sello protegido contra la manipulación brusca, adecuado para los sistemas automatizados de manipulación de plataformas rendimiento conservado al aumentar el torque, preservación de las prestaciones tras la fatiga y la reducción de la susceptibilidad al desgaste de la perforación.

**4.3.2.3.3 VAM TOP® HTTM.** Conexión derivada de VAM TOP®. VAM TOP® HTTM (High Torque) es una conexión Premium roscada y acoplada (T&C) que ha sido diseñada con las principales características de la línea de productos VAM TOP®. VAM TOP® y VAM TOP® HTTM son intercambiables (excepto para los tamaños de 4-1/2"). Apéndice K.

Las líneas de productos VAM TOP® HTTM se benefician de los rendimientos más fiables, demostrados a través de un gran número de pruebas de cualificación como la ISO13679

CAL-IV con un índice de compresión PBYS de hasta el 80%. Se encuentra disponible en tamaños de 4-1/2" a 7-5/8" y ha sido especialmente diseñada para aplicaciones en las que se prevé un alto torque debido a la rotación de la sarta, como la rotación de la tubería de revestimiento durante la perforación y cementación.

**4.3.2.3.4 DWC / CTM.** La conexión DWC / CTM roscada y acoplada (T&C) es la solución original para aplicaciones de rotación de tuberías de revestimiento que superan las capacidades de torsión de API Buttress. Sus prestaciones validadas hacen que DWC/CTM sea el producto elegido para las tuberías de revestimiento de producción en los yacimientos de Shale y la perforación con revestimiento. Cada característica técnica ha sido probada por primera vez en el laboratorio y el historial de campo apoya que los beneficios de DWC/CTM han sido probados con éxito en el campo. Se encuentra disponible en tamaños de 3-1/2" a 13-3/8" y genera gran capacidad de torque para girar la sarta durante la perforación. Esta conexión ofrece hasta un 100% de resistencia a la compresión, resistencia a la presión API Buttress, resistencia a la presión externa API Buttress, mayor resistencia a la fatiga y alta resistencia a la flexión, Apéndice L.

**4.3.2.3.5 VAM® HTFTM.** La conexión VAM® HTF™ (*High Torque Flush*) posee un diámetro exterior (OD) al ras del revestimiento, lo que proporciona una holgura máxima junto con una fuerza de torsión extrema para aplicaciones complejas como pozos perforados con revestimiento. Para lograr una sellabilidad confiable contra las presiones anulares y del pozo, la conexión posee un sello interno que trabaja metal a metal de forma independiente. Apéndice M. Como posterior avance, VAM® desarrollo un diseño actualizado de la conexión y lanzó al mercado la VAM® HTF-NR™ como la nueva versión estándar de la conexión extrema del alto esfuerzo de torsión de VAM®. La VAM® HTF-NR™ ha sido probada según la norma API RP

5C5:2013 CAL II, que incluye la capacidad de sellado de gas teniendo puntos de carga con flexión, presión interna y alta temperatura a 135°C.

Los principales beneficios de esta conexión son: sellabilidad probada al gas, máxima holgura, mayor capacidad de rotación, fácil de usar, integridad fiable de la presión interna y externa, y bajo cargas combinada.

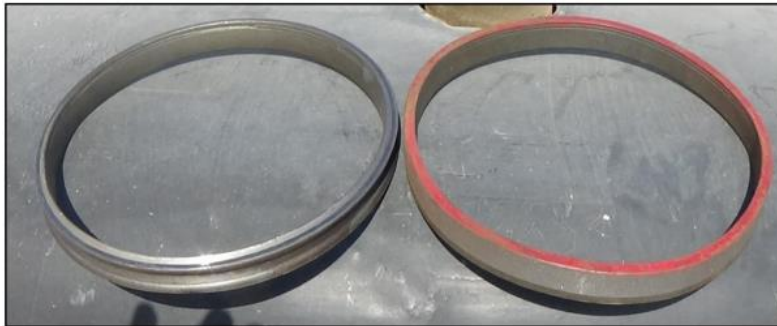
**4.3.2.4 Anillos de torque MLT SMITH BITS A Schlumberger Company** define los *Multi-Lope Torque (MLT) Rings* como anillos diseñados para aumentar la resistencia al torque de las conexiones convencional BTC en revestimientos. Estos ocupan el espacio libre entre los pines de las conexiones, lo cual aporta ese delta de torque al nominal del revestimiento. Entre sus principales ventajas se tiene que son de muy fácil manejo y bajo costo, debido a que son instalados antes de correr la tubería, por lo que no incurre en tiempos adicionales durante la perforación. El diámetro interno del anillo MLT genera una geometría continua con el tubo, aumentando la eficiencia de flujo y protegiendo las roscas contra acumulación de basura.

Es una herramienta bastante usada para mitigar el impacto que tiene el torque sobre las conexiones, aumentando la resistencia nominal de estas a condiciones operacionales, Figura 7. Ejemplos de uso se pueden observar en los casos de estudio presentados en el capítulo 3, ya que se han utilizado en países como Argentina, Bolivia, Ecuador, Colombia, Rusia, Filipinas, Kuwait y Tailandia.

El diferencial de resistencia para torque proporcionado por esta herramienta es amplio respecto a la resistencia nominal de las conexiones convencionales, la Figura 7 muestra como la resistencia con anillos es casi 5 veces mayor, y en la aplicación de estos en el campo La Cira Infantas, expuesto en la investigación hecha por López, Bonilla, Castilla, & Rincón (2010) la resistencia de las conexiones pasa de 7,000 lb-ft a 20,080 lb-tf, correspondiente a un valor alrededor de 3

veces mayor, por lo que podemos asumir que los anillos MLT multiplican la resistencia al torque de las conexiones entre 3 y 5 veces.

Figura 27. Anillos para torque MLT Ring, Nuevo vs Usado



Nota: Comparación entre MLT Ring. Nuevo (derecha) y dañado (izquierda). Tomado de *Directional Casing Drilling (CD) Reestablished as Viable Technology in Saudi Arabia* por. Germán Muñoz, Bader Dhafeeri, Hossain Shaaban, Delimar Herrera, y otros, 2016. SPE, OnePetro.

Los tamaños de los anillos MLT son específicos para cada diámetro, grosor y conexión API de tubería (EUE, STC, LTC, BTC). El Grado estándar de tubería para los anillos es L-80. La empresa Nabors, presenta su catálogo de anillos de torque para distintas conexiones API.

Figura 28. Implementación de MLT Rings en La Cira Infantas



Nota: Tomado de *Casing Drilling Application with Rotary Steerable and Triple Combo in New Debiated Wells in Cira Infantas Field* por. Edwin Lopez, Pablo Bonilla, Alfredo Castilla y Javier Rincón, 2010. SPE, OnePetro.

Tabla 17. *Oferta MLT Rings, empresa Nabors*

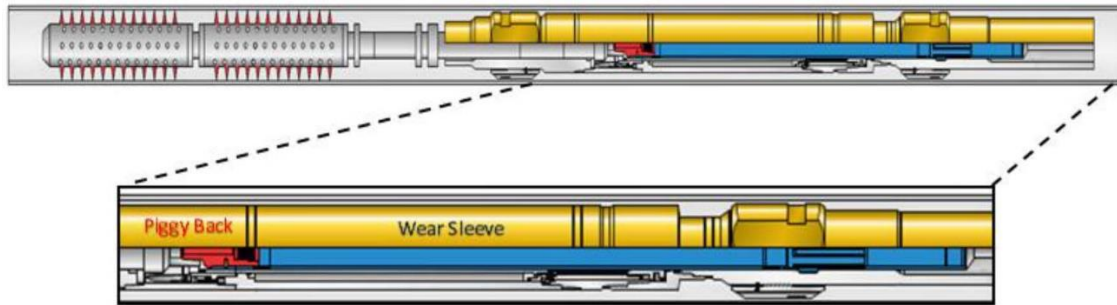
Especificaciones técnicas (Para conexiones API)				
Diámetro	EUE	STC	LTC	BTC
2-3/8"	x			
2-7/8"	x			
3-1/2"	x			
4-1/2"		x	X	x
5-1/2"		x	X	x
7"		x	X	x
8-5/8"		x	X	x
9-5/5"		x	X	x
13-3/8"		x		x

Nota: Tomado de *Multi-Lobe Torque (MLT) Rings Field* por Nabors. (2010).  
<https://nabors.com/sites/default/files/resources/MLT-Rings.pdf>

**4.3.2.5 Protección para el desgaste** El *Wear Protection* es un accesorio encargado de proteger las conexiones y el revestimiento contra el desgaste abrasivo presentado durante la perforación. Esta herramienta es compatible con tamaños de revestimientos entre 4-1/2" y 9-5/8" (Moreno Vargas & Ballesteros Benavides, 2011) y puede ser de dos tipos: ver Apéndice N.

**4.3.2.5.1 Wear Band.** Anillo de metal con recubrimiento de carburo de tungsteno (TC) instalado justo debajo del acoplamiento para proteger la integridad de la conexión. Mide aproximadamente cinco pulgadas (5").

**4.3.2.5.2 Wear Sleeves.** Tubo de acero largo sobrepuesto en las juntas para protegerlas de desgates o de cualquier daño que pueda sufrir durante la perforación. Mide aproximadamente quince pulgadas (15").

Figura 29. *Wear Sleeves y Operación Piggy Back*

Nota: Tomado de *Advanced Live-Well Deployment System Enable succesfull perforating operation in offshore southeast Asia* por. Charlie McClean, Parry Hillis, Rajani Satti, y Stephen Zuklic, 2017. SPE, OnePetro.

**4.3.2.6 Centralizadores Hidroformados** Los centralizadores son una herramienta que permiten mitigar el efecto del torque y el arrastre sobre la tubería de perforación al disminuir el contacto entre esta y las paredes del pozo disminuyendo el impacto de la fricción sobre el material. (Lim, Cortes, & Smith, 2016)

Los centralizadores se instalan en la sarta para prevenir desgastes de los acoples, ayudan a mejorar la circulación, limpieza del pozo y cementación. Los estabilizadores cumplen la función de mantener estable y proporcionar un mejor control del BHA durante la perforación de pozos verticales y/o desviados. Ver

Figura 30, Apéndice O.

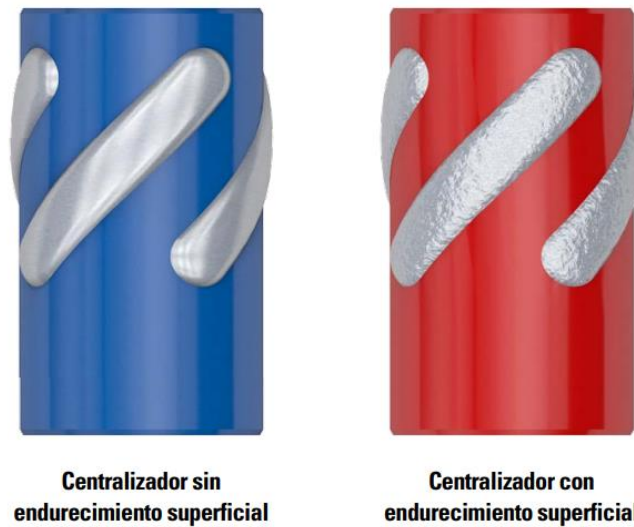
La empresa *VolantProducts* ofrece en su catálogo una variedad de centralizadores hidroformados para distintos tipos de tubería, con diámetro externo desde 3.5” hasta 13.63”, categorizados en 2 tipos: Serie Estándar y *SlimLine*.

La serie estándar ofrece mayor resistencia y durabilidad para aplicación en zonas con condiciones de operación más severas, mientras que los centralizadores *SlimLine* presentan un grosor de pared de 0.19” y su objetivo es ofrecer una mayor área de flujo sin sacrificar la

durabilidad o la protección de la tubería, lo cual resulta en una sarta más ligera y económica. Ambos tipos de centralizadores presentan aplicación tanto flotante como fija (*floating and fixed application*):

La aplicación flotante permite que el centralizador se mueva de forma libre axial y rotacionalmente sobre el *Casing*. Esto le permite a la herramienta ubicarse mejor si existen irregularidades dentro del pozo, y al mismo tiempo le facilita rotar a la sarta, aunque existan problemas con los centralizadores. Por otra parte, la aplicación fija, los centralizadores rotan junto al *Casing* en una ubicación axial fija. Esta aplicación asegura que el desgaste ocasionado por la fricción de contacto con la pared del pozo afecte al centralizador, protegiendo el revestimiento del arrastre, torque y fatiga. En la Tabla 18 se muestra el rango de aplicación de los centralizadores hidroformados de *VolantProducts* para CD y otras tecnologías.

Figura 30. *Centralizadores Hidroformados*



Nota: El diseño de las aletas helicoidales del centralizador para la tubería de revestimiento mejora la circulación, limpieza del pozo y la cementación. Tomado de *Direct XCD Barrena para tubería de revestimiento de aleación perforable* por SMITH BITS, A Schlumberger Company.

Tabla 18. *Aplicación centralizadores hidroformados empresa Volant*

	<b>Flotante Estándar</b>	<b>Flotante SlimLine</b>	<b>Aplicación Fija</b>
	3.5 – 13.63 in	4.5 – 5.5 in	4.5 – 13.63
Pozos desviados o extendidos	X	X	X
Perforación con <i>Casing o Liner</i>	X		X
<i>Sidetrack</i> o Pozos multilaterales	X	X	X
<i>Flush Joint Casing</i>	X	X	X
<i>Semi-Flush Connection Casing</i>	X	X	X
9-5/8"		X	X
13-3/8"		X	

Nota: Tomado de *Catálogo HidroFORM Centralizers* por. VolantProducts. Centralizer-Brochure-DECEMBER-2020-web2.pdf (volantproducts.ca).

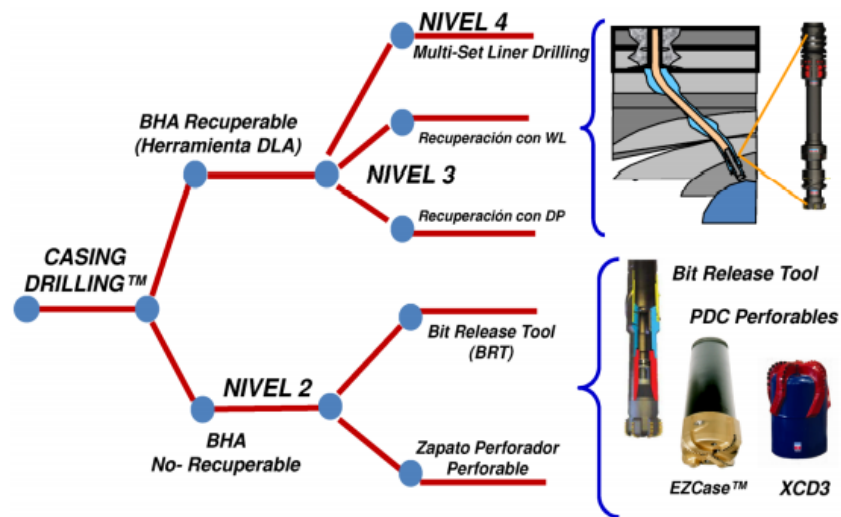
**4.3.2.7 Bottom Hole Assembly (BHA)** Schlumberger, s.f. define el BHA o arreglo de fondo de un pozo como un conjunto de herramientas ubicado en el fondo del pozo, al final de la tubería de perforación, cuya composición esencial está dada por un motor de lodo, equipo de medición y toma de datos, equipo direccional, y otros dispositivos pertinentes a las condiciones propias de la operación. Entre sus funciones está la de aportar peso a la broca para facilitar la penetración de la formación y, debe ser resistente a las condiciones de fondo para facilitar el control en la construcción del pozo.

Dependiendo del tipo de trabajo a realizarse se han desarrollado diferentes tipos de ensamblajes de fondo con el objetivo de poder implementar las herramientas pertinentes a las necesidades y condiciones del pozo, de forma general los dos tipos de BHA son: Recuperable y no recuperable, el primero, el más complejo, es un conjunto de herramientas que permiten acciones como medición y toma de registros en tiempo real durante la perforación, para su

posterior recuperación a superficie por medio de un viaje de tubería, y el segundo, un conjunto de herramientas para asegurar la seguridad de tramos cortos y verticales, las cuales quedan en fondo y son cementadas o perforadas para la siguiente sección.

**4.3.2.7.1 Sistema BHA Recuperable** El sistema de ensamblaje de fondo recuperable es un BHA convencional de perforación que se utiliza cuando en la operación es necesario llevar a cabo tareas que requieren el uso de herramientas complejas y/o costosas, ya sea en pozos verticales o direccionales, ver Apéndice P, por lo que es importante recuperarlas después de llegar al TD. Las tareas más comunes que requieren el uso de tecnología especial son: la medición y toma de registros en tiempo real (MWD, LWD), perforación direccional (RSS), motor de fondo, y toma de núcleos, entre otras (Moreno Vargas & Ballesteros Benavides, 2011).

Figura 31. Niveles de CD según el tipo de BHA utilizado



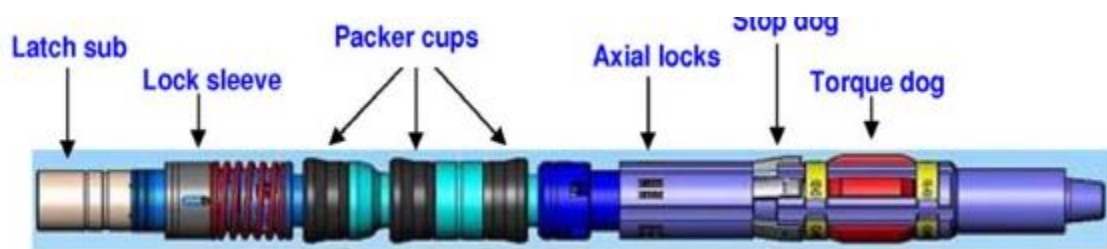
Nota: Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling*, por Gelber Hernán Moreno y Javier Antonio Ballesteros, 2018. Universidad Industrial de Santander

Como se menciona anteriormente, este ensamblaje se recupera luego de llegar al TD por medio de un viaje de tubería *Drill Pipe* o *Wireline*, a través del *Casing* ya sentado en fondo, al cual se encuentra sujeto por medio de la herramienta llamada *Drill Lock Assembly* (DLA) que se

encarga de anclar y sellar el BHA al revestimiento. Algunas de las herramientas más comunes que se encuentran en un BHA recuperable son:

**4.3.2.7.1.1 Drill Lock Assembly.** Es la herramienta que se encarga de transmitir las cargas rotativas y axiales al BHA y el paso de fluido de perforación en el pozo, anclándose al revestimiento por medio del Casing Profile Nipple (CPN) gracias a los Axial Locks. Los Packer Cups son los sellos del DLA que evitan el paso de fluido entre el DLA y el revestimiento. Y por último están los Stop Dogs y Torque Dogs, que se encargan de transmitir el torque a la tubería de perforación.

Figura 32. Componentes del Drill Lock Assembly



Nota: Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling*, por Gelber Hernán Moreno y Javier Antonio Ballesteros, 2018. Universidad Industrial de Santander

**4.3.2.7.1.2 Casing Profile Nipple.** El *Casing Profile Nipple* o CPN es un accesorio de tres (3") a cuatro (4") pies de largo ubicado en la parte inferior de la sarta. Esta encargado de sostener y evitar el movimiento del DLA dentro del revestimiento, además de ser el punto de posicionamiento para las operaciones de recuperación y anclaje del BHA. En el Apéndice Q se muestran las especificaciones técnicas del accesorio perteneciente a la compañía Tesco.

**4.3.2.7.1.3 Casing Shoe.** La Zapata del Casing es un accesorio elaborado de un material resistente que minimiza el desgaste del revestimiento y lo guía en el hueco abierto, permitiendo que este llegue a la profundidad objetivo, sobrepasando los obstáculos que se puedan presentar

en las paredes del pozo. La selección del zapato guía depende del diseño del pozo, se utilizan para perforaciones verticales y desviadas. Ver Apéndice R.

**4.3.2.7.1.4 Underreamer.** El *underreamer* o ensanchador de hueco es una herramienta diseñada con tres brazos retractiles que incorporan cortadores de 19 mm y protección a la abrasión desarrollados específicamente para operaciones de *Casing Drilling*, este es activado por diferencial de presión generado entre la presión de bombeo y la presión de salida a través de la broca, determinado por la variación en el caudal. En el Apéndice S se pueden observar los tres ensanchadores disponibles de Tesco.

**4.3.2.7.1.5 Broca Convencional.** Se requiere de una broca convencional, ya sea tricónica o PDC, con la función de perforar un pozo pequeño que servirá de guía para la posterior ampliación de hueco con el ensanchador. Cabe resaltar que esta broca es seleccionada teniendo en cuenta los mismos criterios de la perforación convencional, facilitando el diseño operacional.

#### **4.3.2.7.2 BHA No Recuperable**

De acuerdo con Moreno Vargas & Ballesteros Benavides (2011) el ensamblaje no recuperable o fijo puede ser utilizado para perforar pozos con sartas de revestimiento completas o *Liner*, conectando directamente una broca convencional como se muestra en la Figura 33 o con un zapato perforador perforable (*DrillShoe*), Figura 34.

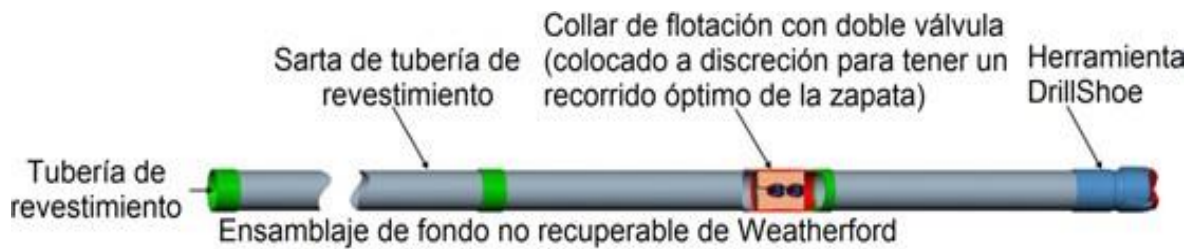
Figura 33. *Ensamblaje de fondo no recuperable de Tesco Corporation*



Nota: Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling* (p. 87), por M. V. Gerver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

Al igual que Tesco con su sistema no recuperable *Casing Drilling*, la compañía Weatherford ha desarrollado esta técnica de perforación designada como *Drilling with Casing* (DwC), posicionándose como la pionera en el desarrollo del DS.

Figura 34. *Ensamblaje de fondo no recuperable de Weatherford*



Nota: Tomado de *Cement in place Drilling with Casing system provides safe, reliable method for improving drilling efficiency*, por Galloway, Greg, 2004. OTC 16565, OnePetro.

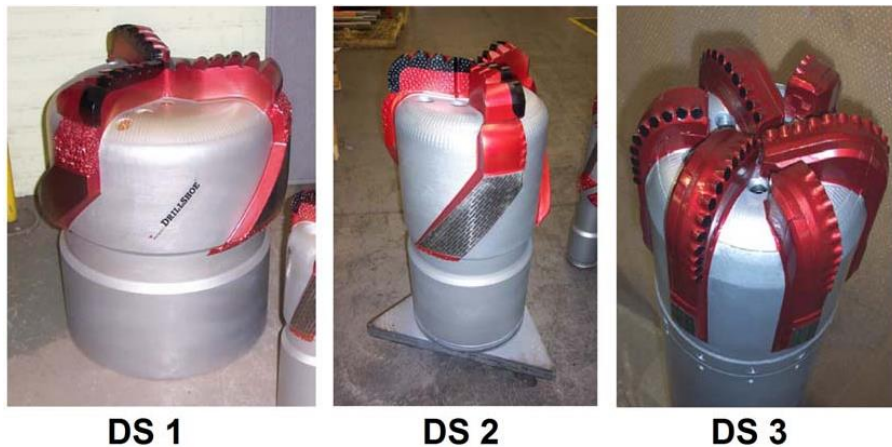
Las principales herramientas de un ensamblaje de fondo no recuperable para CD son enunciadas a continuación:

**4.3.2.7.2.1 Drill Shoe.** El *DrillShoe* (DS) o zapato perforador perforable, es un zapato de revestimiento adaptado para perforar como si se tratase de una broca, este zapato perforador inicio prototipo en 1999 y salió al mercado en enero del 2000 con su primera versión la DS1 (ver Figura 35), posteriormente se presenta la DS2, y tres años después en agosto del 2003 se presenta la DS3, cada una con aplicabilidad en diferentes tipos de formaciones.

Weatherford elaboro el DS1 y DS2 configurados por una nariz maquinada en aluminio "Grado de Aviación o *aircraft-grade aluminum*", con partículas redondas de 6 mm de TSP (*Thermally Stable Polycrystalline Diamond*) presionadas en la cara frontal de las aletas dentro de

agujeros previamente elaborados; las aletas son recubiertas con carburo de tungsteno mediante HVOF (*High-Velocity Oxy Fuel*), este proceso consiste en disparar diminutas partículas de carburo de tungsteno hacia la superficie del DS con una velocidad supersónica. Obteniendo como resultado un sólido con un recubrimiento tipo armadura. Ver Apéndice T.

Figura 35. *Generaciones de DrillShoe DS1, DS2, DS3 de Weatherford.*



Nota: Tomado de *Defyer™ Series Drillable Casing Bits, 2009. Weatherford.*

El DS2 cuenta adicionalmente con cortadores de TSP, protección de CT en el "Gauge", Cortadores PDC en el hombro y completamente perforable por brocas convencionales. El DS3 se desarrolla tras la necesidad de perforar formaciones con altos valores de presión de sobrecarga (7000 a 15000 psi), disminuyendo la capacidad de ser perforable al primer contacto.

**4.3.2.7.2.2 Bit Release Tool** Herramienta encargada de enganchar y desenganchar la broca o DS al extremo de la tubería de revestimiento, funcionando además como estabilizador, Crossover y unión espaciadora. En el Apéndice U se pueden observar las especificaciones técnicas de la herramienta para cada tamaño disponible.

Una vez elaborado el hueco, la broca puede ser cementada en su lugar y posteriormente ser rimada, o puede soltarse y dejarse caer en el fondo del pozo para posibilitar la adquisición de

registros, como se evidencia en el esquema del Apéndice V del espacio anular del pozo, e impide su contraflujo hacia el interior de la tubería de revestimiento. Por último, se baja la siguiente tubería de revestimiento hasta la TD y se realiza la cementación.

En la Tabla 19 se proponen los modelos disponibles para evaluar los parámetros de torque, arrastre y fatiga, con el fin de tener un valor certero que permita realizar una selección efectiva de los equipos y herramientas a implementar en la operación.

Tabla 19. *Propuesta de mejores prácticas para la implementación de CD*

<b>Problemática</b>	<b>Mejores prácticas</b>	
	<b>Simulación Numérica</b>	<b>Selección de Equipos</b>
<b>Torque y Arrastre</b>	Addnoy (2010), Mitchell y Miska, Addnoy (2016)	Conexiones Premium y Semipremium
		Anillos de torque MLT
<b>Fatiga</b>	Curva S-N, Modelo de Convinación de Esfuerzos, Otros Modelos	Centralizadores
		Centralizadores Hidroformados
		Wear Bands
		Wear Sleeves
<b>Diseño BHA y otros equipos</b>	No aplica.	BHA Recuperable (RSS-MWD-LWD)
		BHA No recuperable (DrillShoe, BRT)
		Casing profile Nipple
		Casing Drive System
		Casing Running Tool
		Underreamer
		Drill Lock Assembly

## 5. Conclusiones

Los resultados obtenidos en el análisis de los casos de estudio indican que los problemas operacionales presentados con mayor frecuencia en la implementación de *Casing Drilling* a nivel nacional e internacional son: Torque, Fatiga, Diseño del BHA y Arrastre.

El uso de métodos numéricos para la evaluación de las condiciones de torque, arrastre y fatiga a las que estará sometida la tubería de revestimiento durante la operación, demostró ser una de las mejores estrategias para la implementación exitosa del *Casing Drilling*, permitiendo realizar una óptima selección de las herramientas que mejor se adapten a las condiciones del campo.

Las conexiones *Premium* y los anillos de torque son las herramientas que mejor se adaptan al revestimiento para aumentar su capacidad de resistencia al torque. Herramientas como centralizadores hidroformados, *Wear Bands* y *Wear Sleeves* ayudan en la mitigación del impacto del factor de fricción, del arrastre y de la fatiga tanto en las conexiones como en la tubería.

La rentabilidad económica de un proyecto de perforación con revestimiento se ve afectada en gran medida por la disponibilidad de los equipos en campo de forma inmediata. Al disponer de estos equipos desde proyectos anteriores los costos de implementación del *Casing Drilling* disminuyen drásticamente.

Como mejores prácticas de implementación de *Casing Drilling* se encontró como factor común, el desarrollo de metodologías que faciliten conocer las condiciones de operación durante la perforación para así seleccionar los equipos que mayores ventajas ofrecen respecto a las necesidades propias del proyecto.

## 6. Recomendaciones

El análisis de los casos de estudio muestra que uno de los problemas más frecuentes en la implementación del *Casing Drilling* es la hidráulica del pozo, un tema amplio que no se abordó en este trabajo de investigación, pero cuyo estudio mejoraría el panorama respecto a la problemática de implementación de la técnica no convencional de perforación.

Los modelos de torque y arrastre presentados en esta investigación ya han sido validados para operaciones convencionales en estudios anteriores, por lo que se recomienda a futuros estudiantes realizar el desarrollo de una herramienta computacional que permita la validación de resultados para operaciones de perforación con revestimiento, o también, la validación en los softwares utilizados anteriormente.

En los modelos de torque, arrastre y fatiga, el factor de fricción entre la tubería y las paredes del pozo, o con el revestimiento anterior, tiene gran significancia en el impacto en el resultado de la operación, aunque para algunas condiciones se asumen valores predeterminados, sería de gran utilidad para trabajos futuros ahondar en como las diferentes condiciones del pozo y fluidos de perforación impactan en el valor de la fricción.

Además de la perforación con revestimiento existen otras técnicas de perforación como la perforación con *Liner*, con *Tubing* y con *Coiled Tubing*, cuyo estudio permitirá ampliar el panorama de la perforación no convencional.

El proceso de cementación y cañoneo de un pozo que ha sido sometido a la perforación con revestimiento puede verse afectado debido a la compactación de la nueva retorta generada, por lo que un estudio de las etapas posoperación ayudarían a comprender el impacto del CD.

**Referencias Bibliográficas**

- Aadnoy, B. S., Fazaelizadeh, M., & Hareland, G. (11 de Agosto de 2010). *A 3D Analytical Model for Wellbore Friction*.  
doi:<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/141515-PA>
- Abdila, S. F., Harahap, A. M., Yuristyanto, H., Muslim, A., Noviesta, B., Falhum, H. M., & Astasari, K. (27 de Agosto de 2018). *Casing Drilling Technology as the Solution for Severe Lost Circulation: LSE Casing Drilling Pilot Project Case Study*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/191061-MS>
- Alarcón, J., & Villota, G. (2018). *Evaluación técnico-financiera de la implementación de la perforación con revestimiento y perforación con presión controlada para la disminución de tiempos de perforación en un pozo exploratorio*. Bogotá D.C.
- Aleksandrov, K. A., Kiselev, V., Ovchinnikov, S. N., Tan, M., Gelfgat, M. Y., Kulikov, S. S., . . . Gnibidin, V. N. (26 de Octubre de 2015). *Drilling-with-Casing Technology Pilot Testing Results*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/176506-MS>
- Álvarez Fernández, I. (2019). Evolución Histórica de las Técnicas de Perforación y Testificación de Hidrocarburos. *Revista de la Sociedad Española para la Defensa del Patrimonio Geológico y Minero*(33), 63-74. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7379603>
- Arteaga, J., & Herrera, A. D. (2014). *Estado del Arte de las Estructuras Offshore en el Caribe Colombiano (Tesis de pregrado)*. Universidad Católica de Colombia, Bogotá D.C, Colombia.

- Cardona, A., Kohan, P. H., Quinteros, R. D., & Storti, M. A. (s.f.). Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. (A. A. computacional, Ed.) *Mecánica Computacional Vol XXXI*.
- Centeno, M., Krikor, A., Herrera, D. C., Sanderson, M., Carasco, A., Dundin, A., . . . Wehaidah, T. (11 de Noviembre de 2019). *Casing While Drilling Step Changes Performance for Complex Deviated p Changes Performance for Complex Deviated*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/197856-MS>
- Chow Pangtay, S. (1998). *Historia del Petróleo*. Obtenido de Petroquímica y Sociedad: <http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/petroqui.html>
- Cirimello, P. G., Otegui, J. L., Carfi, G., & Morris, W. (10 de Noviembre de 2016). *Failure and integrity analysis of casings used for oil well drilling*. Obtenido de ScienceDirect: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2016.11.008>
- Ernens, D., Hariharan, H., van Haaften, W. M., Pasaribu, H. R., Jabs, M., & MacKim, R. (14 de Marzo de 2017). *Improving Casing Integrity by Induction Brazing of Casing Connections*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/184703-MS>
- Espinosa, C., Codega, D., Caglieri, A., Grill, S., Guttner, H., & Roldan, C. (19 de Mayo de 2017). *Five Years of Drilling with Casing in Argentina and Bolivia. Lessons Learned from the Field*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/185506-MS>
- Ezeakacha, C., Salehi, S., Ghalambor, A., & Karimi, M. (24 de Febrero de 2016). *An integrated Study of Mud Plastering Effects for Reducing Filtrate's Invasion*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/179016-MS>
- Fatkulin, S., Egorov, P., Nef, S., Gumich, D., James, B., Zabuga, S., . . . Ryabov, I. (22 de Octubre de 2019). *The First Successful Experience of Directional Casing Drilling*

- Technology in Timano-Pechora Region, Russia.* Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/196784-MS>
- Grijalva Meza, O., Yaqoob, T., Bello, O., Boulakhrif, F., Holzmann, J., & Oppelt, J. (13 de Noviembre de 2017). *Combined Investigation of Effects of Contact Stresses, Pore Size and Rotary Dynamics on Mud Plastering in Prevention of Lost Circulation in Weak Zones during Casing Drilling.* Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/188182-MS>
- Hossain, M. M., & Amro, M. M. (Septiembre de 2004). *Prospects of Casing While Drilling and the Factors to be Considered During Drilling Operations in Arabian Region .* Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/87987-MS>
- Ismayilov, O. (2012). *Application of 3-D Analytical Model for Wellbore Friction Calculation in Actual wells.* (N. U. Technolog, Ed.)
- Jaimes, N., Mendoza, D., Sterlacci, G., Gomes, C., & Troyani, N. (2005). *Factor de Concentración de esfuerzos para placas cortas con entallas en U de un solo lado sometidas a tensión.* *Saber, 17*, 29-33.
- Kamphorst, G. H., van Wechem, G. L., Boom, W., Bottger, D., & Kock, K. (09 de Marzo de 1999). *Casing Running Tool.* Obtenido de OnePetro: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/52770-MS>
- Lim, J. C., Cortes, P., & Smith, L. (26 de Enero de 2016). *An Integration of Drilling/Completion Technologies for Maximizing Long-Term Productivity .* Obtenido de OnePetro: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/178237-MS>
- Liu, Z., Samuel, R., Gonzales , A., & Kang, Y. (12 de Noviembre de 2018). *Analysis of Casing Fatigue Failure During Multistage Fracturing Operations.* Obtenido de OnePetro: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/193189-MS>

- Long, J., Abshire, T., & Dall'Acqua, D. (01 de Agosto de 2016). *Centralizer Selection and Placement Basis for Overcoming Liner Running Challenges in Extended-Reach Horizontal Three Forks Shale Completions*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.15530/URTEC-2016-2460231>
- López, E., Bonilla, P., Castilla, A., & Rincón, J. (19 de Septiembre de 2010). *Casing Drilling Application with Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells in Cira Infantas Field*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/134586-MS>
- Mayorga Garcia, F. (s.f.). *La Industria Petrolera en Colombia*. Obtenido de Banrepcultural.org: <https://www.banrepcultural.org/biblioteca-virtual/credencial-historia/numero-151/la-industria-petrolera-en-colombia>
- McClellan, C., Hillis, P., Satti, R., Zuklic, S., & Bouziane, C. (9 de Octubre de 2017). *Advanced Live-Well Deployment System Enables Successful Perforating Operations in Offshore Southeast Asia*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/187419-MS>
- Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering (Capítulo 8)* (Vol. Vol.12). Society of Petroleum Engineers.
- Moreno Vargas, G. H., & Ballesteros Benavides, J. A. (2011). *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling (Tesis de pregrado)*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Muñoz, G., Dhafeeri, B., Saggaf, H., Shaaban, H., Herrera, D., Osman, A., & Otaremwa, L. (26 de Enero de 2016). *Directional Casing While Drilling (CwD) Reestablished as Viable Technology in Saudi Arabia*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/178193-MS>
- Muzzio, J. I., Scalisi, S., Mazzarella, R. L., Meier, C. O., Romero Vázquez, F. J., & Campodónico, L. (Diciembre de 2017). *Desarrollo de la tecnología de perforación con*

- casing en la cuenca del golfo de san jorge*. Obtenido de Petrotecnia.com:  
<http://www.petrotecnia.com.ar/diciembre2017/pdfsPetroySuple/Petro/SinPublicidad/3Desarrollo.pdf>
- Nabors. (s.f.). *Multi-Lobe Torque (MLT) Rings*. Obtenido de [https://www.nabors.com/](https://www.nabors.com/https://nabors.com/sites/default/files/resources/MLT-Rings.pdf):  
<https://nabors.com/sites/default/files/resources/MLT-Rings.pdf>
- Naveen, V., & Babu, V. (10 de Noviembre de 2014). *Experimental Study of Plastering Effect During Casing While Drilling*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/171997-MS>
- Noviasta, B., Falhum, H. M., & Setiawan, B. (13 de Noviembre de 2017). *Innovative Casing Drilling Technology Improved the Ability to Set the Casing Deeper Through the Problematic Zone in Indonesia Geothermal Operation*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/188960-MS>
- Ong, G., Yamaguchi, S., & Imai, R. (24 de Octubre de 2013). *Successful Casing Drilling Experience with Premium Connection for Production Casing Application on a Subsea Well*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/165786-MS>
- Patel, D., Thakar, V., Pandian, S., Shah, M., & Sircar, A. (03 de Febrero de 2018). *A review on casing while drilling technology for oil and gas production with well control model and economical analysis*. Obtenido de ScienceDirect: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.12.003>
- Penot, S., Segui, E., & Pickup, D. (Marzo de 2019). *Successful Use of Directional Casing While Drilling*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19462-MS>

- Piasco, L. E., & Tesco Corporation. (s.f.). *Experiencias en la aplicación de casing drilling en la perforación de pozos de petróleo y gas*. Obtenido de Oilproduction.net: [http://www.oilproduction.net/files/casing\\_drilling/casing\\_drilling\\_tesco.pdf](http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/casing_drilling_tesco.pdf)
- Radhakrishnan, V., Garcia Gonzalo, H., Barrero Borge, D., Pickup, D. I., Anggraini, F. D., & Kongoun, C. (14 de Marzo de 2017). *Integrated and Longest Directional Casing While Drilling Mitigates Hole Problems and Improves Drilling Performance While Saving Drilling Time*. Obtenido de One Petro: <https://doi.org/10.2118/184624-MS>
- Ramirez, H., Breton, M., Lougon, A. P., Rodriguez , R., Barreto, M., & Chancay, J. (18 de Noviembre de 2015). *New Techniques Aimed at Facilitating Application of Directional Casing Drilling in Ecuador*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2118/177070-MS>
- Rodríguez, M. V., & Suárez , W. D. (2020). Evaluación de torque y arrastre en la sarta de perforación mediante modelos matemáticos y su aplicación en un campo colombiano (Tesis de pregrado) . Universidad Industrial de Santander,Bucaramanga, Colombia.
- Saleh, K., Al-Shammari, A., Shadad, N., Mujahed, E., Al-Jarid, M. A., Smith, D. G., & Mattia, C. D. (29 de Enero de 2018). *Benefits of Utilizing a Fully Mechanical Casing Running Tool on a 630 Ton Casing String in Kuwait*. Obtenido de Onepetro: <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/189411-MS>
- Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/>
- Sehsah, O., El Kawass, A., Siddik, S. M., Refai, A., Ullah, S. Z., Al Fakh, A., . . . Alatiyyah, S. (Enero de 2020). *Casing While Drilling Transformation into Standard Operation in Middle East*. Obtenido de Onepetro: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19730-MS>
- SMITH BITS A Schlumberger Company. (s.f.). Direct XCD Barrena para tubería de revestimiento de aleación perforable. Obtenido de

[http://www.slb.com/services/drilling/specialty\\_drilling\\_applications/casing\\_drilling/xcd\\_drillable\\_alloy\\_casing\\_bit\\_rd.aspx](http://www.slb.com/services/drilling/specialty_drilling_applications/casing_drilling/xcd_drillable_alloy_casing_bit_rd.aspx)

Teodoriu, C., & Falcone, G. (25 de Abril de 2008). *Comparing completion design in hydrocarbon and geothermal wells: The need to evaluate the integrity of casing connections subject to thermal stresses*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2008.11.006>

Tessari, R., Warren, T., & Jo Turnkey, J. (03 de Octubre de 2006). *Drilling with Casing Reduces Cost and Risk*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/101819-MS>

Tianhan, X., Zhihao, J., Yaorong, F., Shengyin, S., & Danghui, W. (18 de Febrero de 2012). *Study on the static and dynamic fracture mechanism of different casing-drilling steel grades*. Obtenido de ScienceDirect: <https://doi.org/10.1016/j.matchar.2012.02.016>

Toyin Busola, O. (11 de Noviembre de 2007). *Economic Implication of Steerable Casing While Drilling*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/113029-STU>

VAM USA®. (s.f.). *VAM USA*. Obtenido de <https://www.vam-usa.com/premium-connections/>

Van Wittenberghe, J., De Pauw, J., De Baets, P., De Waele, W., Wahab, M. A., & De Roeck, G. (10 de Marzo de 2010). *Experimental determination of the fatigue life of modified threaded Experimental determination of the fatigue life of modified threaded*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.proeng.2010.03.199>

Volant Products, Inc. (s.f.). *HydroFORM® Centralizer*. Obtenido de [www.volantproducts.ca:https://www.volantproducts.ca/wp-content/uploads/2020/12/Centralizer-Brochure-DECEMBER-2020-web2.pdf](http://www.volantproducts.ca:https://www.volantproducts.ca/wp-content/uploads/2020/12/Centralizer-Brochure-DECEMBER-2020-web2.pdf)

Warren, T. M., Angman, P., & Houchens, B. (23 de Febrero de 2000). *Casing Drilling Application Design Considerations*. Obtenido de OnePetro:

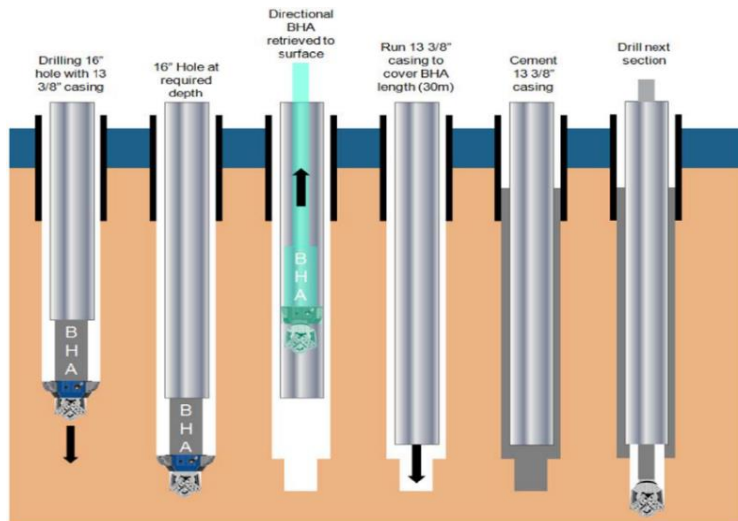
<https://doi.org/10.2118/59179-MS>

Wu, J., Knauss, E. M., & Kritzler, T. (25 de Agosto de 2008). *Casing Failures in Cyclic Steam Injection Wells*. Obtenido de OnePetro:

<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.2118/114231-MS>

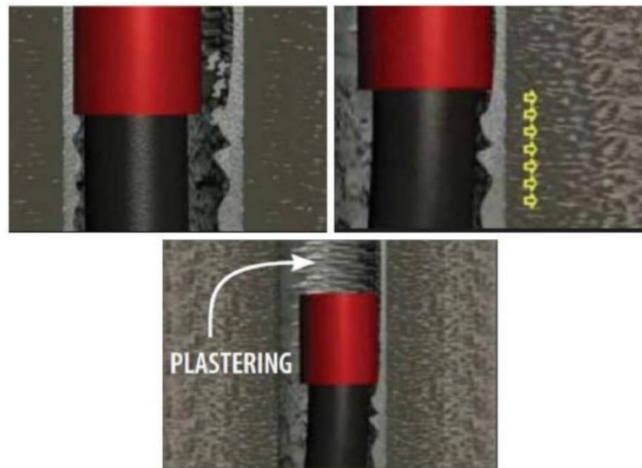
Apéndices

Apéndice A. *Etapas Casing Drilling con BHA Recuperable*



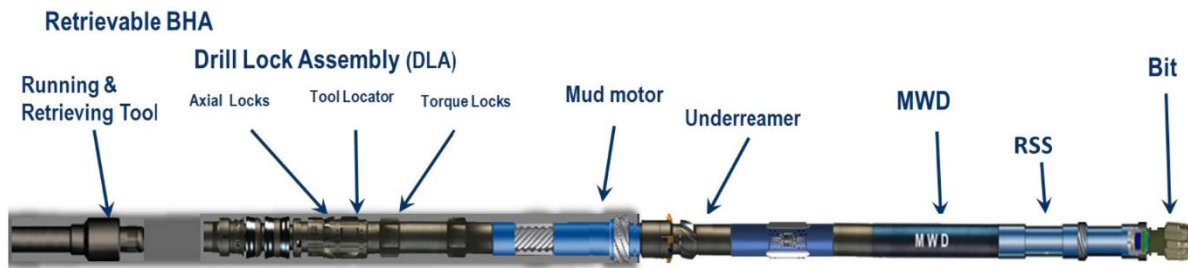
Nota: Etapas Proyecto CD con BHA recuperable. Tomado de *Successful use of directional Casing Drilling*. Por Penot Steve, Segui Emmanuel, Pickiup Duncan, 2019, OnePetro.

Apéndice B. *Efecto Plastering Sobre las paredes del pozo*



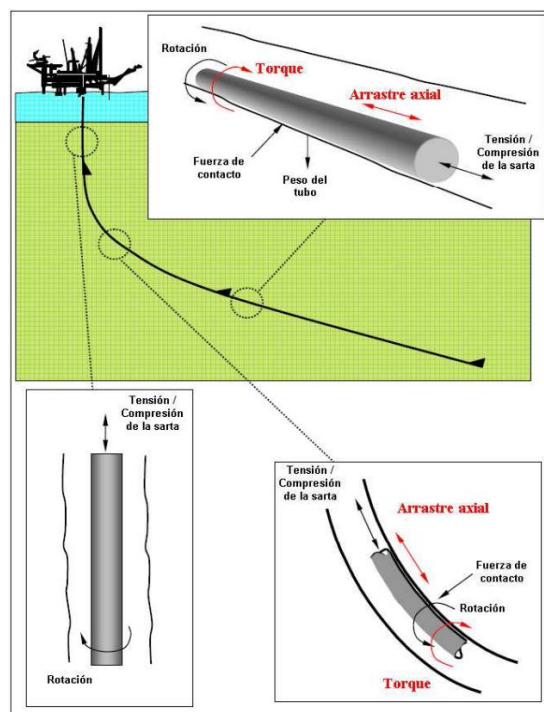
Nota: El efecto Plastering genera una retorta más fina y compacta, con una impermeabilidad mayor que reduce las pérdidas de fluido en zonas altamente permeables. Tomado de *Innovative Casing Drilling Technology Improved the Ability to Set the Casing Deeper Through the Problematic Zone in Indonesia Geothermal Operation*, por Noviasta Bonar, FalHum Hanafi, Setiawan Budi, Pertamina Geothermal Energy, 2017. SPE, OnePetro.

Apéndice C. *Caso IX: Diseño de BHA recuperable usado en Ecuador*



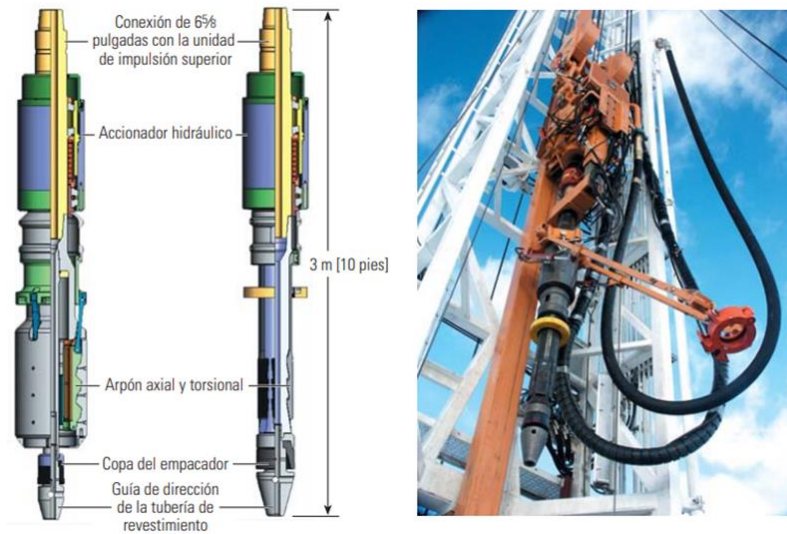
Nota: Tomado de New techniques aimed at facilitating application of directional Casing Drilling in Ecuador, por H. Ramirez, M. Breton, A. P. Loigon y otros, 2015. SPE, OnePetro.

Apéndice D. *Esquema de esfuerzos sobre la tubería durante una operación.*



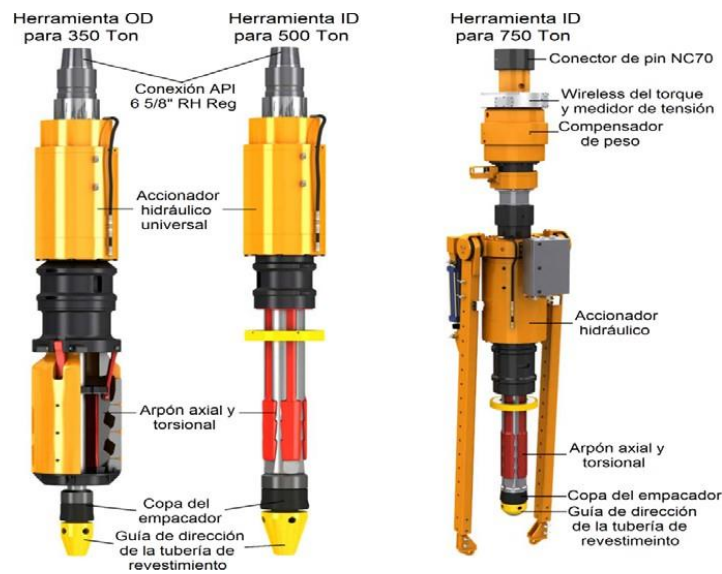
Nota: Cargas a las que se somete la tubería durante una operación de perforación, tanto vertical como direccional. Tomado de: Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. De Geralf Pineda, Manuel Martinez, Vicente Ciccola y Zamaira Chacón, 2012. Asociación Argentina de Mecánica Computacional.

Apéndice E. *Casing Drive System CDS*

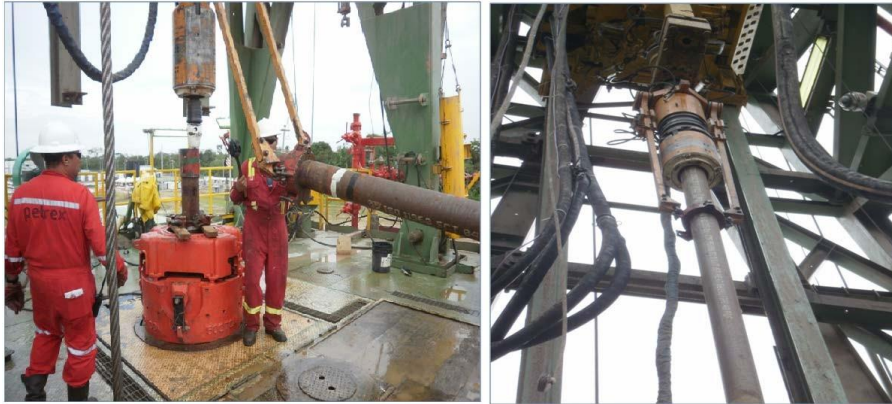


Nota: Tomado de Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento (p. 51), por K. R. Fontenot, 2005. Schlumberger.

Apéndice F. *Especificaciones técnicas del CDS de Tesco Co.*



Nota: Especificaciones técnicas del CDS de Tesco CO, en sus tres capacidades. Tomado de Casing Drive System™ (p. 2), por NABORS, 2018.

*Apéndice G. Reducción del personal en plataforma y eliminación del trabajo de altura*

Nota: Tomado de Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling (p. 116), por M. V. Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

*Apéndice H. Casing Running Tool*

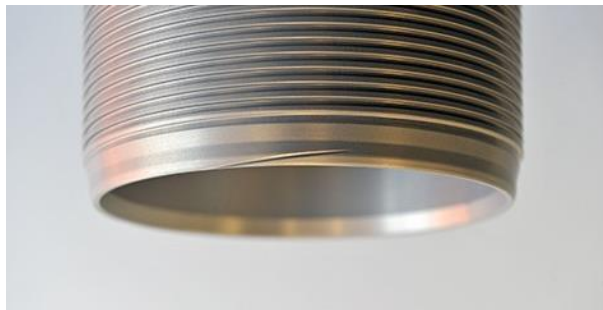
Nota: Uso de Casing Running Tool en campo. Obtenido de: Benefits of Utilizing a Fully mechanical Casing Running Tool on a 630 Ton Casing String in Kuwait. Khaled Saleh, Abdullah Al-Shammari, and Nawaf Shadad Khaled Saleh, Abdullah Al-Shammari, and Nawaf Shadad, entre otros, 2018. SPE. Onepetro.

Apéndice I. *Conexión VAM® HTTCTM*



Nota: Tomado de Premium Connections, VAM USA.

Apéndice J. *Conexión VAM® 21TM*



Nota: Tomado de Premium Connections, VAM USA.

Apéndice K. *Conexión VAM TOP® HTTM*



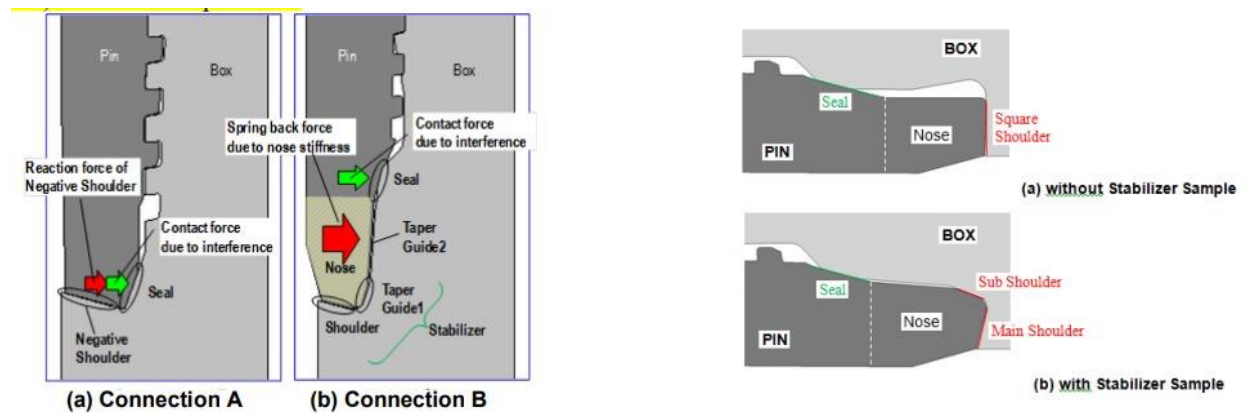
Nota: Tomado de Premium Connections, VAM USA.

Apéndice L. Conexión DWC / CTM

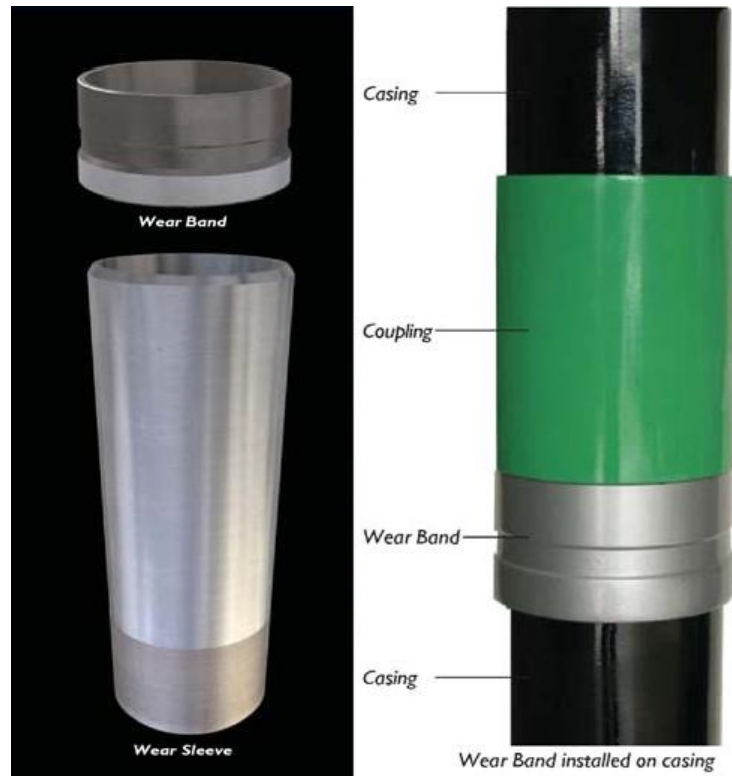


Nota: Tomado de Premium Connections, VAM USA.

Apéndice M. Conexión VAM® HTF™ (High Torque Flush)

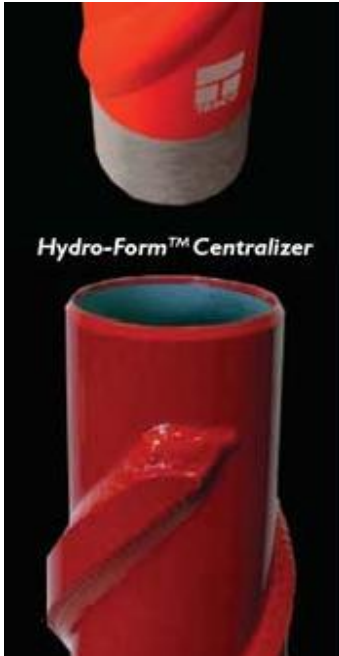


Nota: Tomado de Ong, G., Yamaguchi, S., and R.. Imai. "Successful Casing Drilling Experience with Premium Connection for Production Casing Application on a Subsea Well." Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2013.

Apéndice N. *Wear Protection, Wear Band y Wear Sleeves*

Nota: Tomado de *Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling* (p. 81), por M. V. Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

Apéndice O. Estabilizadores Hidroformados, Especificaciones técnicas



Pipe Size (in)	Attachment*		Helical Blade #	Max. Blade Diameter**	
	Rotating	Non-Rotating		in.	(mm)
4-1/2	✓	✓	2	6-1/2	165
5		✓	2	7	178
5-1/2	✓	✓	2	7-1/2	191
6-5/8		✓	3	8	203
7	✓	✓	3	9	229
7-5/8	✓	✓	3	9	229
8-5/8	✓	✓	3	11	279
9-5/8	✓	✓	4	12	305
10-3/4	✓	✓	4	13	330
11-3/4		✓	5	14	356
13-3/8		✓	5	16	406

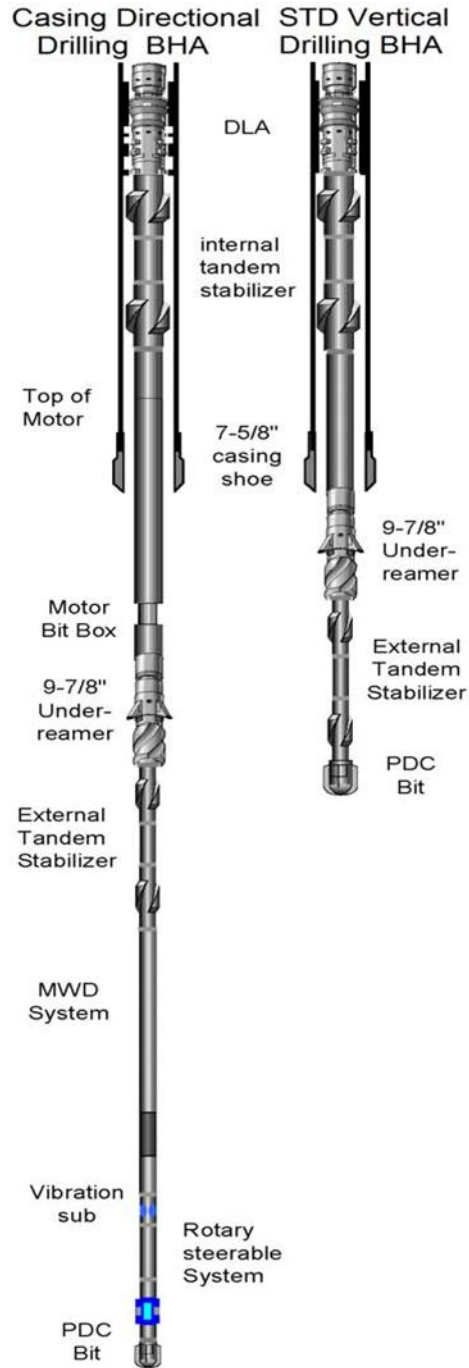
\* Attachment: "Rotating" means firmly attached by RTF™ process and applies to centralizers and stabilizers. "Non-rotating" means slip fit and applies only to centralizers.

\*\* For hard facing, add 1/4"

Nota: Tomado de Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling (p. 81), por M. V.

Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

Apéndice P. *BHA recuperable para Perforación Direccional y Vertical.*



Nota: Tomado de *Drilling high-angle Casing directionally drilled wells with fit-for-purpose string sizes* por Borland, Brett M., Watts, Rick Deuane, Warren, Tommy M., and William George Lesso, 2006. IADC/SPE 99248, OnePetro.

Apéndice Q. *Casing Profile Nipple (CPN), Especificaciones Técnicas y Tamaños.*

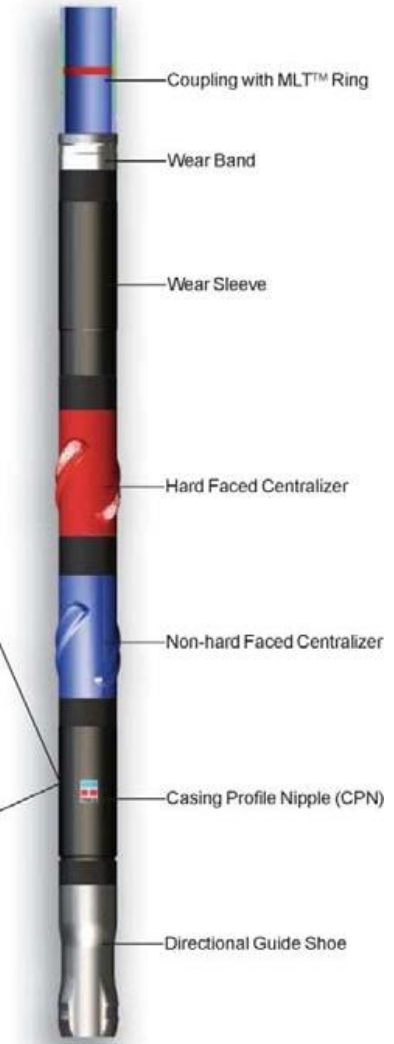


**TECHNICAL SPECIFICATIONS**

- Steel properties are 41XX grade steel heat-treated to 110 ksi SMYS (specified minimum yield strength)

**PROFILE NIPPLE SIZE AVAILABILITY**

Pipe Size (in)	Casing Weights (lb/ft)
5-1/2	23 - 32
7	23 - 32
9-5/8	36 - 53.50
13-3/8	54.50 - 68



Nota: Tomado de Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling (p. 82), por M. V. Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

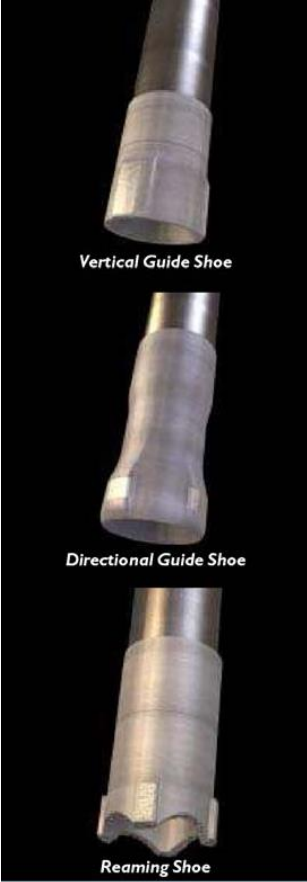
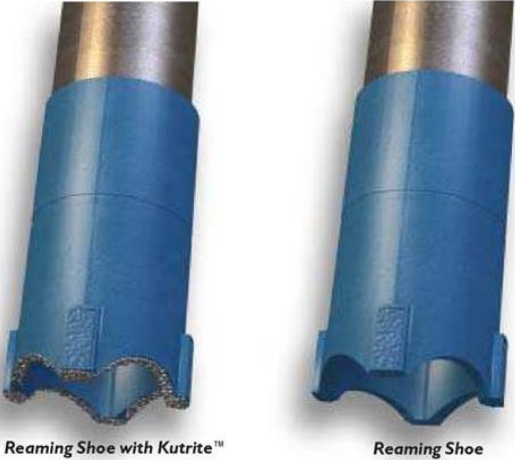
Apéndice R. *Tipos y tamaños de Casing Shoes*

**TECHNICAL SPECIFICATIONS**

AVAILABLE SHOE SIZES

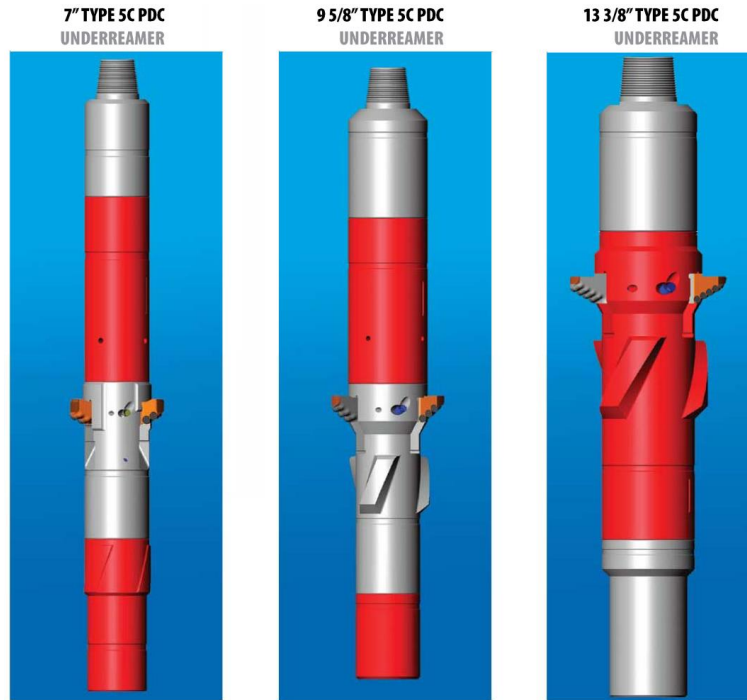
Pipe Size (in)	Guide Shoes*		Reaming Shoe
	Vertical	Directional	
5-1/2	✓	✓	✓
7	✓	✓	✓
7-5/8			✓
8-5/8			✓
9-5/8	✓	✓	✓
10-3/4			✓
11-3/4			✓
13-3/8	✓	✓	✓

\* Guide shoe selection matches Tesco's Casing Drilling™ retrievable BHA system

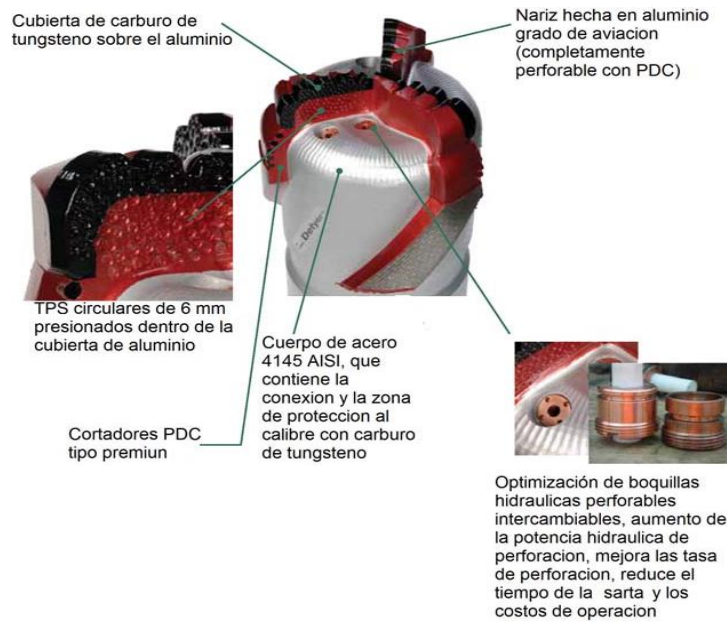
Nota: Tomado de Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling (p. 84), por M. V. Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

Apéndice S. Ensanchadores Utilizados por Tesco Corporation.



Nota: Tomado de Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling (p. 84), por M. V. Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

Apéndice T. *Partes del DrillShoe1*



Nota: Adaptado de *Defyer™ DT Series, Drilling with Casing*, 2005-2014. Weatherford.

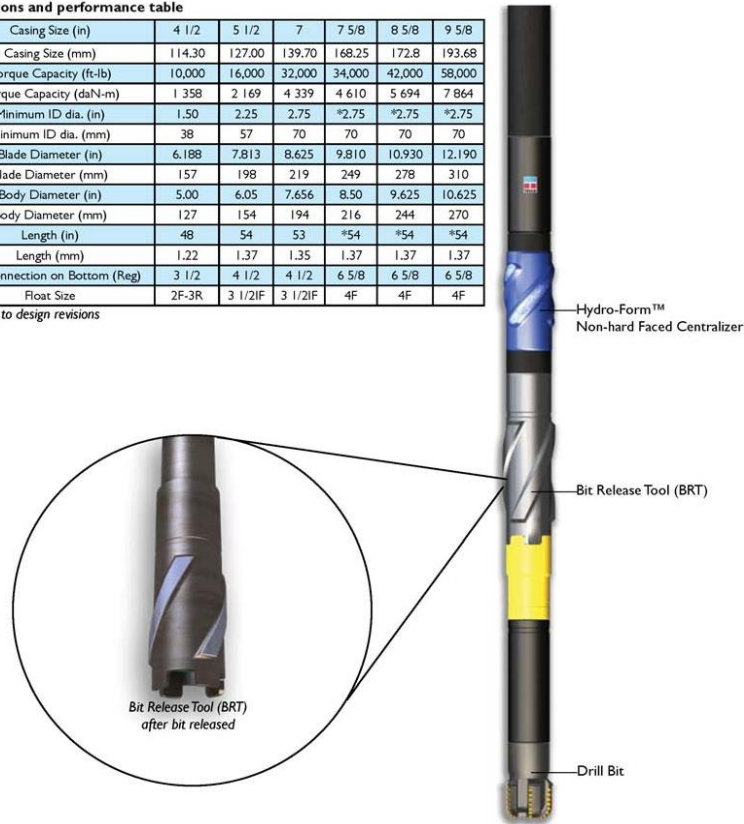
Apéndice U. *Bit Release Tool (BRT) y sus Especificaciones Técnicas.*

**TECHNICAL SPECIFICATIONS**

**Dimensions and performance table**

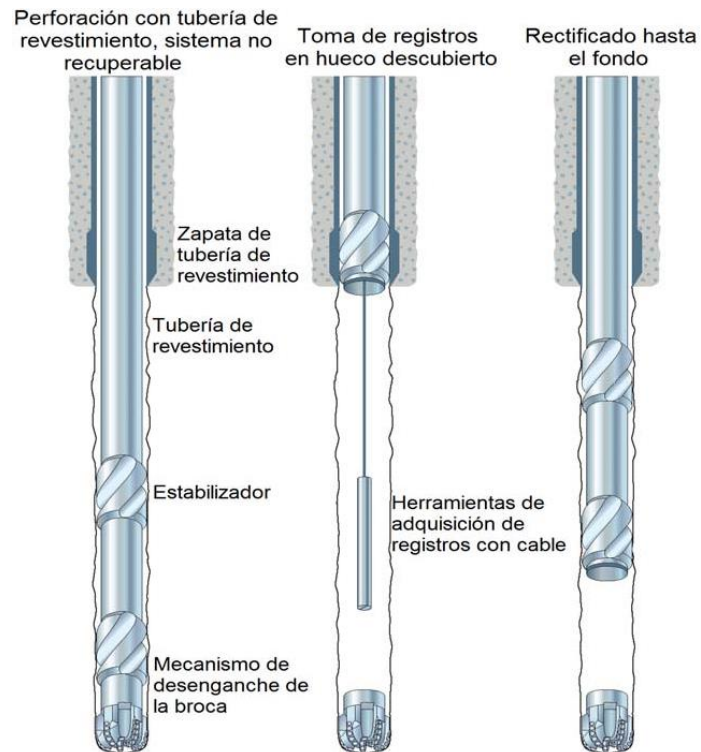
Casing Size (in)	4 1/2	5 1/2	7	7 5/8	8 5/8	9 5/8
Casing Size (mm)	114.30	127.00	139.70	168.25	172.8	193.68
Torque Capacity (ft-lb)	10,000	16,000	32,000	34,000	42,000	58,000
Torque Capacity (daN-m)	1 358	2 169	4 339	4 610	5 694	7 864
Minimum ID dia. (in)	1.50	2.25	2.75	*2.75	*2.75	*2.75
Minimum ID dia. (mm)	38	57	70	70	70	70
Blade Diameter (in)	6.188	7.813	8.625	9.810	10.930	12.190
Blade Diameter (mm)	157	198	219	249	278	310
Body Diameter (in)	5.00	6.05	7.656	8.50	9.625	10.625
Body Diameter (mm)	127	154	194	216	244	270
Length (in)	48	54	53	*54	*54	*54
Length (mm)	1.22	1.37	1.35	1.37	1.37	1.37
Box Connection on Bottom (Reg)	3 1/2	4 1/2	4 1/2	6 5/8	6 5/8	6 5/8
Float Size	2F-3R	3 1/2IF	3 1/2IF	4F	4F	4F

\* subject to design revisions



Nota: Tomado de Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing drilling (p. 84), por M. V. Gelver y B. B. Javier, 2011. Universidad Industrial de Santander.

Apéndice V. *Desprendimiento de la Broca y Toma de Registros.*



Nota: Tomado de Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento (p. 53), por K. R. Fontenot, 2005. Schlumberger.