

**ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES  
ASOCIADOS A PROCEDIMIENTOS DE SIDETRACK PERFORANDO CON  
COILED TUBING**

**DANIEL FELIPE MATAGIRA AGUILLÓN  
LINA MARÍA RODRÍGUEZ CORTÉS**

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

**2017**

**ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES  
ASOCIADOS A PROCEDIMIENTOS DE SIDETRACK PERFORANDO CON  
COILED TUBING**

**DANIEL FELIPE MATAGIRA AGUILLÓN  
LINA MARÍA RODRÍGUEZ CORTÉS**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director  
WILSON RAÚL CARREÑO VELASCO  
Ingeniero de Petróleos**

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

**2017**

## **AGRADECIMIENTOS**

Principalmente a Dios porque de su mano hemos logrado culminar exitosamente nuestra etapa universitaria.

A la distinguida Universidad Industrial de Santander y su escuela de Ingeniería de Petróleos, especialmente a los profesores que hicieron parte de nuestro crecimiento profesional.

Al ingeniero Wilson Carreño quien es nuestro director por su inmensa colaboración, disposición y compromiso con nuestro proyecto además de sus valiosas enseñanzas y la confianza depositada en nuestro trabajo, aunque desafortunadamente no fuimos directamente sus estudiantes en este corto tiempo logró compartirnos preciados conocimientos que hicieron posible el éxito de este proyecto de grado.

También agradecemos inmensamente a los docentes de nuestra alma mater que desinteresadamente vuelven al campus universitario sin importar cuán agitadas estén sus agendas en sus respectivos cargos principales, dichos docentes son quienes siempre regresan a compartir con todos nosotros los estudiantes, todo el conocimiento y experiencia que han adquirido, sin duda alguna ellos merecen un crédito especial por ese gran esfuerzo que marca una diferencia en nuestra educación y aporta en gran medida al desarrollo de cada uno de nosotros como estudiantes, como profesionales y como el futuro del país.

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la vida, guiarla y ser el motor de la misma.*

*A mis padres porque gracias a ellos soy quien soy, por su amor y entrega, cada logro en mi vida ha sido y seguirá siendo para ellos, Los amo*

*A mis hermanos, cuñada, tíos, primos, nonos, por ser siempre un apoyo y estar cuando los necesito, especialmente a Lala la negra y a mi tía Carmenza, soy afortunada de tener una familia en la cual las bases son el amor y la unión.*

*A José Pablo por llegar a alegrarme la vida, permitirme ser parte de su formación y ser una gran motivación. Te amo gordito*

*A ti novio hermoso por ser el mejor compañero de vida, porque contigo quiero seguir compartiendo mil y un logros, Te amo demasiado*

*A Bella por darme su amor incondicional y acompañarme cada noche que necesité trasnochar.*

*A mis amigas y amigos por llenar mi vida de alegría, por cada momento compartido y su apoyo.*

**LINA MARÍA**

## DEDICATORIA

*En este mundo tan perfecto para mi es indiscutible que hay un ser superior que maneja toda la energía del universo y nos da recompensas dependiendo de los esfuerzos que coloquemos de nuestra parte para mejorar y para ayudar a los demás. Mi mayor agradecimiento está dedicado a Dios por poner en mi mente la energía, fortaleza, deseos de auto superación y ganas de salir adelante. Agradezco a Dios por la vida, por guiarme y por los obstáculos que pone en mi camino porque de ellos aprendo y así me hago cada día más valioso.*

*A mi familia, ellos han estado conmigo apoyando todas mis decisiones a pesar de mi independencia, me han hecho apreciar el valor de la unidad y son una gran motivación para cumplir todas mis metas, ser un ejemplo de bien, salir adelante juntos y entregar valor a nuestra sociedad y al mundo.*

*A mi mami quiero darle el mayor crédito por esta etapa de mi vida. Su apoyo siempre ha sido incuestionable e incondicional independientemente de las decisiones que he tomado en mi camino. Mil Gracias Mami, jamás tendré como pagarte ese increíble esfuerzo.*

*Finalmente, también dedico este trabajo a mis compañeros y grandes amigos: Ruddy, Yeye, Tato, Lizeth y Kathe rodearme de su nobleza, lealtad, incondicionalidad, humildad y sinceridad ha sido de lo más importante que pude obtener en esta etapa para ser una persona íntegra y con ética personal y profesional, además todo el apoyo emocional que me brindaron fue clave para lograr todos mis proyectos. ¡Mil gracias!*

**DANIEL FELIPE**

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	17
1. TECNOLOGÍA COILED TUBING - TUBERÍA FLEXIBLE .....	19
1.1 GENERALIDADES .....	19
1.2 APLICACIONES DE COILED TUBING DRILLING (CTD) .....	21
1.2.1 Pozos nuevos.....	21
1.2.2 Operaciones especiales. ....	22
1.2.3 Trough-tubing reentry. ....	23
1.3 VENTAJAS.....	28
1.3.1 Perforación bajo balance (UBD- Underbalanced drilling).....	28
1.3.2 Tiempos de viaje. ....	28
1.3.3 Circulación continua .....	28
1.3.4 Monitoreo en tiempo real de las propiedades del hueco. ....	28
1.3.5 Reingreso a los pozos productores. ....	29
1.4 DESVENTAJAS .....	29
1.5 EQUIPO USADO EN SUPERFICIE PARA OPERACIONES DE PERFORACION CON COILED TUBING .....	30
1.5.1 Planta de energía (Powerpack).....	31
1.5.2 Soporte del Carrete.....	32
1.5.3 Tuberías.....	34
1.5.4 Inyectores. ....	35
1.5.5 Stripper packer.....	40
1.5.6 Equipo de preventoras BOP (Blowout preventers). ....	41
1.5.7 Lubricadores.....	42
1.5.8 Equipo de manejo de presión durante operaciones Underbalanced. ....	44
1.6 EQUIPO DE ENSAMBLAJE DE FONDO USADO EN OPERACIONES DE PERFORACION CON COILED TUBING .....	45

1.6.1 Componentes Básicos.....	45
1.6.2 Componentes da BHA básicos para perforación direccional con CT.....	47
1.6.3 BHA libre de cable eléctrico.....	48
1.6.4 BHA con cable eléctrico.....	48
1.6.5 Ensamblaje para pesca.....	52
1.7 FLUIDOS USADOS PARA LA PERFORACION CON COILED TUBING .....	54
1.8 SIDETRACKING REALIZADO CON TECNOLOGIA COILED TUBING .....	55
2. PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS DURANTE OPERACIONES CTD EN CAMPOS COLOMBIANOS.....	61
2.1 PROBLEMAS RELACIONADOS CON CONDICIONES DEL POZO.....	62
2.2 PROBLEMAS PRESENTADOS EN PROYECTOS DE CTD EN COLOMBIA .	64
2.2.1 Problemas relacionados con BHA.....	64
2.2.2 Problemas Relacionados con los motores.....	65
2.2.3 Problemas relacionados con las brocas.....	66
2.2.4 Problemas relacionados al Sidetracking o apertura de ventanas.....	66
2.2.5 Problemas relacionados al manejo del BHA.....	67
2.2.6 Problemas relacionados con los fluidos de perforación.....	68
2.2.7 Problemas relacionados con la estabilidad de la formación.....	69
2.2.8 Problemas de Logística, Organización, estructura de equipos y otros.....	70
3. PROBLEMAS DE MAYOR REPERCUSIÓN EN DURANTE APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE SIDETRACK EN OPERACIONES DE COILED TUBING EN COLOMBIA.....	76
3.1 ANÁLISIS DE PROBLEMAS DEBIDO AL TRASPORTE DE CORTES DE PERFORACIÓN EN OPERACIONES DE SIDETRACK CON COILED TUBING DRILLING .....	76
3.1.1 Técnicas de limpieza de pozo en CTD.....	79
3.1.1.1 Fluidos tipo gel de alta viscosidad con flujo laminar.....	79
3.1.1.2 Fluidos de viscosidad media en flujo laminar y turbulento.....	82
3.1.1.3 Fluidos de baja viscosidad en flujo turbulento.....	83
3.1.2 Consideraciones importantes sobre el transporte de cortes a superficie en CTD.....	83

3.2 ANALISIS DE PROBLEMAS DEBIDO A VIBRACIONES DURANTE OPERACIONES DE PERFORACION CON COILED TUBING .....	86
3.2.1 Tipos de vibraciones presentes durante una operación de Perforación con Coiled Tubing. ....	87
3.2.1.1 Vibraciones laterales. ....	87
3.2.1.2 Vibraciones Torsionales. ....	88
3.2.1.3 Vibraciones axiales. ....	89
3.2.1.4 Vibraciones tipo WHIRL. ....	89
3.2.1.5 Vibraciones Stick/Slip. ....	90
3.2.2 Análisis de vibraciones en fondo de pozo. ....	91
3.2.2.1 Caso 1: Incremento de vibraciones debido al tamaño del pozo. ....	92
3.2.2.2 Caso 2: Incremento de vibraciones debido al diseño de la broca. ....	97
4. TECNOLOGIAS ACTUALES COMO POSIBLES SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS PRINCIPALES PRESENTADOS DURANTE OPERACIONES DE SIDETRACK Y PERFORACION USANDO COILED TUBING .....	100
4.1 TECNOLOGIA Y PRODUCTOS QUE BRINDAN SOLUCION A LOS PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL TRANSPORTE DE CORTES A SUPERFICIE .....	100
4.1.1 Biopolimero Xanthan. ....	100
4.1.2 Biopolímero DIUTAN. ....	104
4.1.2.1 Pruebas de comparación entre los biopolímeros Diutan y Xanthan. ....	106
4.1.2.2 Resultados de prueba de Diutan en campo. ....	110
4.1.3 Biopolimero POWERVIS. ....	112
4.2 TECNOLOGIA Y PRODUCTOS QUE BRINDAN SOLUCION A LOS PROBLEMAS RELACIONADOS CON VIBRACIONES EN FONDO DE POZO DURANTE OPERACIONES CTD .....	113
5. CONCLUSIONES .....	120
6. RECOMENDACIONES .....	122
BIBLIOGRAFIA .....	123

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Diámetros de soporte de carrete y arco guía recomendados según el tipo de tubería a usarse.....	34
Tabla 2. Radios de carrete y arco guía recomendados según el tipo de tubería a utilizarse .....	36
Tabla 3. Longitud de transporte de Cortes .....	102
Tabla 4. Rata de bombeo Critica.....	103
Tabla 5. Caida de presión friccional (medida) de 0.5 lbm/bbl de Xanthan en Coiled tubing de 10000 ft. ....	103
Tabla 6. Resultados de laboratorio comparando fluidos Base Xanthan y fluidos Base Diutan .....	106
Tabla 7. Comparación de resultados de Reología entre fluidos base Xanthan y fluidos Base Diutan al aumentar la temperatura .....	108
Tabla 8. Comparacion de reducción de vida útil debido al aumento de temperatura de los biopolímeros .....	109
Tabla 9. Comparacion de contracciones y reología en pruebas de campo ...	111
Tabla 10. Comparacion de resultados en pruebas de campo entre POWERVIS y Xanthan.....	113

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Coiled Tubing Drilling.....	19
Figura 2. Diseño de ubicación de equipos en un Proyecto de CTD.....	22
Figura 3. Perforación con tubería flexible en el talud norte de Alaska.....	24
Figura 4. Diseño del Sistema de circulación de fluidos de perforación en locación.....	26
Figura 5. Diseño de ubicación de equipos principales en locación.....	31
Figura 6. Plantas de energía usadas en proyectos de CTD.....	32
Figura 7. Soporte del carrete de tubería flexible y sus partes.....	33
Figura 8. Soporte del carrete de tubería en locación.....	34
Figura 9. Vista superior cabezal inyector y sus partes.....	36
Figura 10. Vista lateral cabezal inyector.....	37
Figura 11. Cadenas de tensión ubicadas en el Gooseneck en el cabezal inyector.....	38
Figura 12. Comparación de diferentes diámetros de Gooseneck usados según el tipo de tubería.....	38
Figura 13. Ubicación de los sensores de indicación de tensión.....	39
Figura 14. Ubicación del sensor indicador de profundidad.....	40
Figura 15. Stripper packer.....	41
Figura 16. Diseño de preventoras tipo Quad.....	42
Figura 17. Configuración en locación del equipo usado en una operación de CTD.....	43
Figura 18. Grapple.....	46
Figura 19. Dimple.....	46
Figura 20. Motor Head Assembly.....	47
Figura 21. Diseño del ensamblaje de fondo FUSION.....	50
Figura 22. Configuración del ensamblaje de fondo CoilTrak.....	51

Figura 23. Configuración del Ensamblaje de fondo COLT, creado por la compañía AnTech.....	52
Figura 24. Herramientas usadas para la pesca de herramientas atrapadas en fondo de pozo .....	53
Figura 25. Procedimiento de Sidetrack tipo Single Exit .....	57
Figura 26. Procedimiento de Sidetrack combinación Cement Exit y Single Exit ..	59
Figura 27. Contorno de velocidad para un fluido en un espacio anular excéntrico .....	79
Figura 28. Mezcla de cortes de perforación mientras se realiza POOH .....	85
Figura 29. Mezcla de cortes de perforación mientras se realiza RIH .....	86
Figura 30. Vibraciones Laterales .....	88
Figura 31. Vibraciones torsionales .....	88
Figura 32. Vibraciones axiales .....	89
Figura 33. Tipos de Vibraciones WHIRL .....	90
Figura 34. Presencia de vibraciones Stick Slip en pruebas de campo reales.....	91
Figura 35. Resultados DDS para prueba realizada con broca Bi centrada 4.125" .....	93
Figura 36. Resultados DDS para la primera prueba realizada con broca PDC 3.75".....	94
Figura 37. Resultados DDS para segunda prueba realizada con broca PDC 3.75" .....	95
Figura 38. Resultados de frecuencias para prueba realizada con broca PDC 3.75" .....	96
Figura 39. Diseño de brocas usado en pruebas de vibraciones .....	97
Figura 40. Resultados DDS para broca tipo B de 4 cuchillas .....	98
Figura 41. LSRV Xanthan .....	101
Figura 42. Comparación de resultados de retorno de permeabilidad en sistemas RDF, corazones de Zona 1 a 9472` - 9473` .....	107
Figura 43. Comparación de resultados de retorno de permeabilidad en sistemas RDF, corazones de Zona 4 a 9595` (Xanthan) – 9596` (Diutan) .....	107

Figura 44. Comparación de resultados de campo en cuanto a presión de bombeo .....	110
Figura 45. Sensores VSS parte de los Drilling performance Subs .....	114
Figura 46. Vibraciones presentes durante operación.....	116
Figura 47. Reducción de Vibraciones después de optimización .....	117
Figura 48. Resultados pruebas usando equipo Sub de circulación multicyclo en operación CTD .....	118

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A PROCEDIMIENTOS DE SIDETRACK PERFORANDO CON COILED TUBING.\*

**AUTORES:** DANIEL FELIPE MATAGIRA AGUILLÓN, LINA MARÍA RODRÍGUEZ CORTÉS.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Coiled tubing, Coiled tubing Drilling, Sidetracking, Sidetracks, Vibraciones, transporte de cortes a superficie, Optimización sistema de fluidos, CTD.

### DESCRIPCIÓN

El objetivo principal de este trabajo es realizar una evaluación a detalle de las únicas operaciones de Coiled tubing drilling realizadas en Colombia las cuales presentaron problemas significativos que terminaron en aumento de costos e incluso la cancelación de los proyectos, esto se hace con el fin de identificar los inconvenientes principales y buscar una solución a los mismos para desarrollar exitosamente proyectos de Sidetrack y perforación de pozos con Coiled tubing en el futuro.

Para plantear posibles soluciones a los problemas encontrados, se hace necesaria una profunda revisión bibliográfica a nivel mundial en la cual se analizan a detalle todos los proyectos similares a los realizados en Colombia en diversas regiones del mundo. En tal análisis se estudian las falencias, similitudes y diferencias en las prácticas operacionales con las cuales se desarrollaron tales pozos y se empieza a hacer una investigación más específica hacia las tecnologías y herramientas recientes desarrolladas específicamente para éstas operaciones de sidetrack con Coiled Tubing que pueden dar respuesta efectiva a los problemas inicialmente presentados.

Además del análisis específico de cada problema, una recolección de Estudios, resultados de laboratorio y campo son esenciales para evaluar la viabilidad de las nuevas tecnologías y de tal manera plantear cómo las mismas aportarán y evitarán complicaciones en futuras operaciones de desviación sidetrack y perforación con Coiled tubing en los campos Colombianos.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos; Director: Wilson Raúl Carreño Velasco, Ingeniero de Petróleos

## ABSTRACT

**TÍTULO:** ANALYSIS OF THE MAIN OPERATIONAL ISSUES ASSOCIATED TO SIDETRACKING PROCEDURES WHILE DRILLING USING COILED TUBING.\*

**AUTHORS:** DANIEL FELIPE MATAGIRA AGUILLON, LINA MARÍA RODRÍGUEZ CORTÉS.\*\*

**KEYWORDS:** Coiled tubing, Coiled tubing Drilling, Sidetracking, Sidetracks, Vibrations, Cuttings transport to surface, Fluids system optimization, CTD.

### DESCRIPTION

The main goal to reach with this project basically consists on developing a highly detailed evaluation of the only ones Coiled tubing drilling operations developed in Colombia. While working on them, this operations showed meaningful issues which ended raising operative costs or even with the final project cancelation. This evaluation aims to identify the main issues and quest for a definite solution which might help to develop successful sidetracking and coiled tubing drilling projects in the future.

Aiming to propose possible solutions to the found problems, it is necessary a deep and worldwide bibliographic review which will help to reach a detailed analysis of every single similar project to the ones developed in Colombia but in different regions of the world. In such analysis, failures, similarities and differences in operational practices are studied, from this point the analysis is driven into a more specific investigation about new tools and technologies recently developed to work for Sidetracking and Coiled tubing drilling Operations which would be an effective solution for every issue initially studied.

Besides the specific analysis for each problem, collecting studies, laboratory and field results are essential for a factibility evaluation about this new technologies, in this way, it will be shown from results how they will contribute for a better operation and also, how they will avoid future complications and issues on sidetracking and CTD Operations on Colombian Fields.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos; Director: Wilson Raúl Carreño Velasco, Ingeniero de Petróleos

## INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petroleros usando Coiled Tubing tuvo su mayor promoción en la década de los 1990's y ha tomado tal importancia debido a sus beneficios que ha llegado a ser muy común en el mundo entero e igualmente se ha introducido con buenos resultados en Colombia. Esta herramienta consiste en tubería continua, flexible con un diámetro mucho menor al de la tubería convencional. De la misma manera, esta tecnología es mucho más segura y permite perforar ya sea con presión normal o bajo condiciones underbalanced mientras el árbol de navidad y el tubing están aún instalados, generalmente estas características siempre están presentes debido a que la tecnología se usa en pozos vivos en los cuales se busca no perder producción mientras se realizan las operaciones requeridas.

Ha habido numerosas aplicaciones altamente exitosas de la tecnología Coiled Tubing Drilling (CTD) en regiones como Alaska y los Emiratos Árabes Unidos, sin embargo CTD todavía se considera una nueva tecnología inmadura. Las operaciones que se han llevado a cabo en Colombia se dieron en los Campos Cusiana y Cupiagua ubicados en el piedemonte llanero, las condiciones de los campos colombianos hacen que los trabajos sean "poco rutinarios", ya que por lo general presentan diversos escenarios que hacen dichos procedimientos más complejos, estos eventos indeseables reducen la recuperación final de crudo, ya que limitan tanto técnica como económicamente el proyecto, y adicionalmente ocasionan problemas operacionales; en el caso de los proyectos mencionados en Colombia, las complicaciones incluyen que toda su área tiene alta presencia de fallas y es tectónicamente activa y se conoce como una de las áreas donde es más difícil realizar procedimientos de perforación a nivel mundial.

A pesar del éxito como proceso para la recuperación de crudo a nivel mundial, en Colombia aún existen inconvenientes asociados que limitan su aplicabilidad, es por ello que en el presente trabajo se realiza el respectivo análisis de los principales problemas operacionales presentados en dichos proyectos tales como el transporte de cortes a superficie, la presencia de vibraciones y el peso en la broca, lo que permite establecer tecnologías y procedimientos desarrollados en los últimos años como posible solución a los mismos.

# 1. TECNOLOGÍA COILED TUBING - TUBERÍA FLEXIBLE

## 1.1 GENERALIDADES

Coiled tubing o tubería flexible es una tecnología que nace durante la segunda guerra mundial en un proyecto secreto entre los aliados (PLUTO) y aproximadamente 18 años después tanto R.H. Cullen como el IFP (Instituto Francés del petróleo) reconocieron que esta herramienta podría ser aplicada a la perforación pero por falta de apoyo el proyecto tuvo que ser abandonado; fue hasta el año 1991 que el interés en la tecnología por parte de Francia y el oeste de Texas despertó y se ha mantenido hasta la actualidad.

Esta tecnología se basa en el uso de un tipo de tubería continua, flexible con un diámetro mucho menor al de la tubería convencional para cumplir con diferentes operaciones dentro de un campo. En este proyecto, el estudio se centrará en operaciones de perforación (Coiled Tubing Drilling - CTD), el equipo que lo compone, las principales ventajas y desventajas, los fluidos usados, las diferentes técnicas implementadas, problemas operacionales durante su utilización y posibles soluciones a estos.

Figura 1. Coiled Tubing Drilling



Fuente: Tomado de: [http://www.slb.com/services/well\\_intervention/coiled\\_tubing.aspx](http://www.slb.com/services/well_intervention/coiled_tubing.aspx)

Los pozos que son aprobados como candidatos a CTD requieren un proceso previo a la operación que consiste en la preparación de la locación, toma de

registros, trabajos de reparación o completamiento, acceso de la tubería, válvulas de contrapresión, ajuste del whipstock, establecimiento de la ventana.

- Preparación de la locación: Este punto abarca lo concerniente al cercado de la locación, el control de acceso, nivelación y preparación del carrete, acople de la tea y verificación de zona de desechos.
- Toma de registros: Tales como gamma ray, caliper, integridad del casing y CBL (cement bond log).
- Trabajos de reparación o completamiento: Correr un calibrador a través del casing que permita determinar si las especificaciones de diámetro mínimo son tolerantes, centrándose en el área de configuración del whipstock, en esta etapa se remueven escamas si es requerido, se hacen trabajos de cementación, se corre el completamiento y se corre la sarta de producción para mejorar las velocidades anulares.
- Pre establecimiento de la ventana: Generalmente se usa wireline para determinar el soporte de un posible whipstock.
- Acondicionamiento y llenado de tanques con el fin de ahorrar costos, almacenar peso muerto durante el movimiento de la torre, reducir tiempo perdido y acelerar el tiempo de rig up.

## 1.2 APLICACIONES DE COILED TUBING DRILLING (CTD)

Desde 1991, la tecnología de tubería flexible ha sido utilizada para construir miles de pozos verticales y direccionales.<sup>1</sup> Las aplicaciones de perforación incluyen la profundización, re perforaciones y perforación de nuevos pozos.

Al cabo de una década de operaciones, se destacan cuatro aplicaciones que resultaron técnica y comercialmente viables:

1. Pozos nuevos
2. Operaciones sensibles desde el punto de vista de la seguridad
3. Operaciones de re entrada a través de la tubería de producción (Through tubing)
4. Perforación en condiciones bajo balance (Underbalanced drilling)

Pero además se deben destacar las operaciones sobre balance (overbalanced).

**1.2.1 Pozos nuevos.** CTD usado para perforar pozos completos, se destacan los casos de:

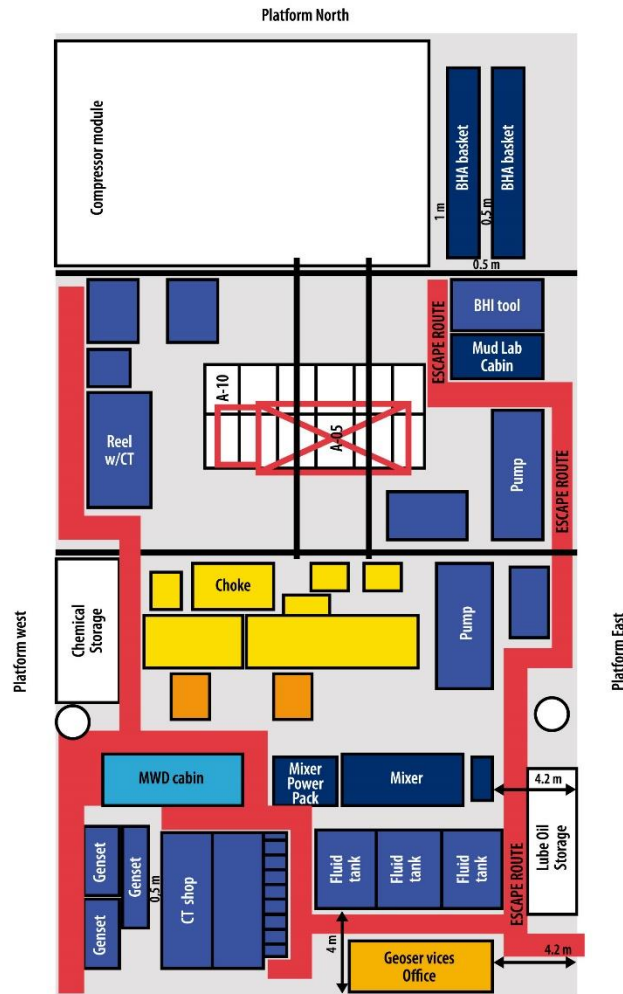
- Gas somero en Canadá- Rigs híbridos pueden perforar y cementar un pozo vertical de 3000 ft en 24 hr, Cancoil, Xtreme, Ct Drilling etc.
- Proyecto de Shell en Australia de CBM drilling (Perforación de Coal-Bed Methane)
- SLB (Schlumberger) en Venezuela usando CTD desde un Barge (barco perforador): Barge usado para perforar gas somero y sobrepresionado y para proteger los rigs.

---

<sup>1</sup> CHAREUF, A. AMARAVADI, S. BOUMALI, A. NEVES, J. LIMA, J. LOVELL, J. TINKHAM, S. ZEMLAK, K. STAAL, T. Tubería flexible: La próxima generación. Artículo Schlumberger. Verano 2004: 16-22.

**1.2.2 Operaciones especiales.** CTD puede ser diseñado para tener poco impacto ambiental. Un buen ejemplo de las aplicaciones especiales es el Proyecto offshore en Malasia. El diagrama muestra un borrador de la organización de la plataforma.

Figura 2. Diseño de ubicación de equipos en un Proyecto de CTD.



Fuente: Tomado de Macdonald, D. (2015). Introducing to coiled tubing drilling (training course).

El Proyecto fue realizado dentro del área preexistente de la plataforma y algunas temporalmente adicionadas para cambios en la bomba, drenaje y conexiones en la tubería. Todos los fluidos de la operación fueron SBM (Synthetic Base Mud), por esto no hubo necesidad de derrames. La huella dejada fue muy pequeña, así

como lo muestra la figura. Esto fue en la etapa de HAZID (Hazard Identification) de la planeación para asegurar que la operación fuera segura. El Proyecto requería que todas las partes eléctricas y electrónicas se clasificaran en la zona 2, así como el equipo inyector y el wellhead en la zona 1 pues son zonas de peligro.

Las plataformas eran antiguas y el wellbay (donde está el árbol de navidad y el wellhead) no estaba diseñado para soportar el peso adicional de la estructura, inyector y el carrete, pero esto fue arreglado por los ingenieros al diseñar una estructura para distribuir la carga de manera segura. En esta operación, los pozos fueron perforados sobre balanceados, por esto, el sistema de limpieza de lodo fue especial y el gas fue venteado a la atmósfera por un poorboy degasser.

El tamaño de la plataforma y las limitaciones de la grúa hacían que todo el equipo tuviese que ser de un tamaño específico y planeado para la operación. Este Proyecto duró 2 años en planeación y el resultado final fue un proyecto viable después de superar algunos inconvenientes con el fluido inicial.

**1.2.3 Trough-tubing reentry.** Significa que el Coiled tubing vuelve a entrar al wellbore por un tubing existente. Este método requiere que todo el Bottom Hole Assembly (BHA) pueda pasar por el tubing. Este método es usado para profundizar pozos y para que los pozos direccionales producto del sidetrack aumenten el flujo o puedan alcanzar nuevas zonas de interés. El wellbore puede ser estimulado por el tubing y/o casing o por el casing debajo del tubing.

Este método elimina el costo de: Sacar el tubing, herramientas de completamiento y puesta en marcha del tubing después de la perforación.

Completamiento existente en el pozo: -RIH (Run In Hole, como los registros), cuñas de acero dentro del tubing, Perforación de tubing, drill out.

-Pozo productor con árbol de navidad: Separador y punto de conexión en el árbol, monitoreo en tiempo real de las operaciones Underbalanced Drilling (UBD), mill window puede ser de una o dos salidas, requiere menos preparación pero debe ser cuidadosa la planeación y el monitoreo.

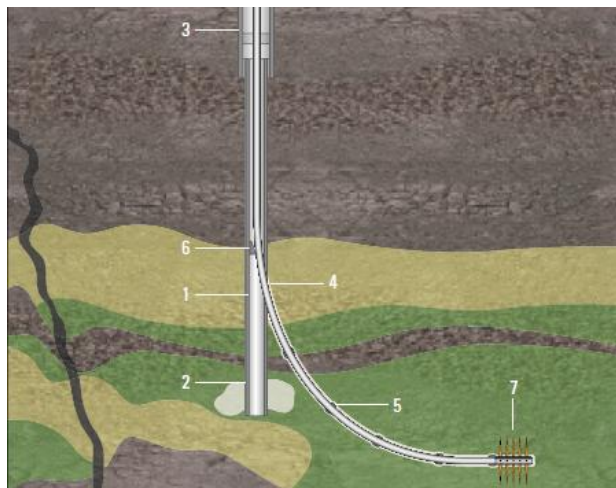
-Selección del BHA

-Posibles operaciones previas en el pozo como cementación o perforación de la ventana

-Selección del KOP (Kick-Off Point).

Se debe tener en cuenta que operaciones de re entrada convencional permiten la realización de sidetracking hacia zonas de interés a través del casing, logrando pozos desviados u horizontales y es comúnmente usada cuando se quiere un pozo UBD pero es más económico perforar y cementar un pozo vertical con torre de perforación.

Figura 3. Perforación con tubería flexible en el talud norte de Alaska.



Fuente: CHAREUF, A. AMARAVADI, S. BOUMALI, A. NEVES, J. LIMA, J. STAAL, T. Tubería Flexible: La próxima generación. Oilfield review Schlumberger. Verano 2004. P. 55.

La figura anterior implica la bajada de una cuña de desviación expansible a través de la tubería de producción existente y su asentamiento a la profundidad de desviación en la tubería de revestimiento (1), la inyección forzada de cemento a través de los cañoneos existentes bajando el coiled tubing hasta el extremo superior del whipstock y el bombeo de cemento (2), el fresado de niples y el corte de una ventana de salida en la tubería de revestimiento de menor diámetro (3), perforación de un agujero (4), despliegue de una tubería de revestimiento corta con coiled tubing (5), cementación de la tubería de revestimiento corta por encima de la ventana de salida en la tubería de revestimiento (6) y cañoneo de la tubería de revestimiento corta utilizando cañones activados hidráulicamente, bajadas con coiled tubing (7).

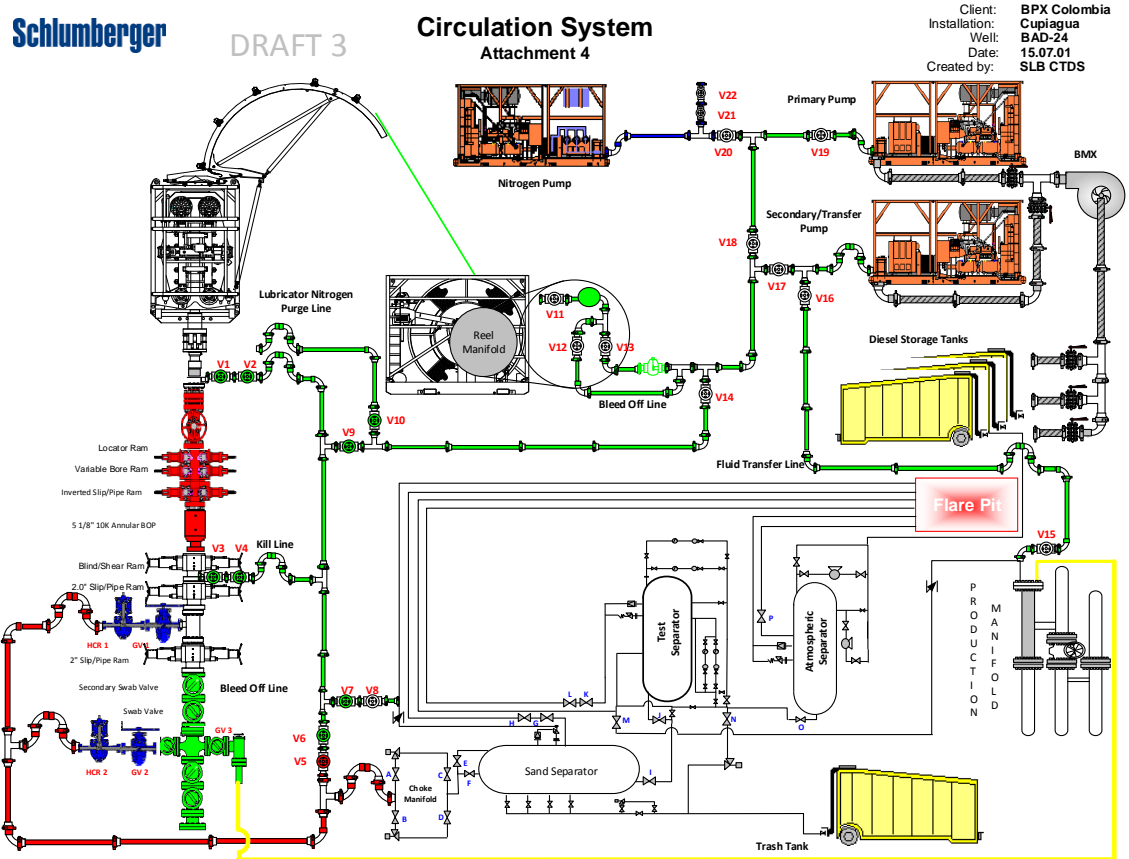
**1.2.4 Perforación bajo balance, UBD (Under Balanced Drilling).** Se considera cuando el pozo está fluyendo, ya que en ese momento el pozo está bajo balance. Esto es parcialmente real, lo que no significa que el pozo se vea beneficiado por el bajo balance a menos que se verifique que es un poco Underbalanced (UB).

El desarrollo de la operación en una sola fase es por mucho el más fácil y deseable de los casos, especialmente si el fluido es base agua. Esto evita separaciones adicionales y problemas con espumas que pueden ocurrir al bombear fluidos gaseosos. El modelamiento es simple y se puede usar un grupo de herramientas basadas en pulsos.

Una sola fase con gas lift es donde la sarta o punto de inyección se usa para bombear gas en el anular para mantener el UB. Este gas puede ser N<sub>2</sub> o gas natural si es posible tenerlo. El beneficio contra el de una fase en CT es que la herramienta de pulso puede modelar correctamente basándose en la presión de inyección.

En el año 2002 en Colombia se intentó hacer perforación underbalanced con Diesel, pero el sistema fluido se volvió bastante volátil al entrar en contacto con los fluidos del yacimiento, tanto que después de 1.5 circulaciones del volumen del sistema el fluido no pudo seguir siendo bombeado.

Figura 4. Diseño del Sistema de circulación de fluidos de perforación en locación.



Fuente: Tomado de MACDONALD, D.(2015).Introducing to coiled tubing drilling (training course).

Para flujos multifásicos: Gaseoso, Aligerado con N<sub>2</sub>, espumas (enfriar, limpieza del hoyo), requiere un software especial para modelar con precisión, selección del BHA y procedimientos para operaciones debe ser adecuado; además en cuanto a la producción mientras se perfora la separación se convierte en un reto.

Fluidos gaseosos (Aire)- estos pueden funcionar bien en ambientes de UBD, pero la corrosión puede ser un problema significativo en Coiled Tubing (CT) e inhibir estos problemas no es fácil. Algunas compañías como Nalco por ejemplo, tienen un fluido inhibidor que se bombea hacia abajo por el centro y se devuelve por la parte externa de la tubería “revistiéndola” y protegiéndola de la corrosión. El inconveniente con esto puede ser que el contacto de sólidos y el material en el wellbore pueden impedir que se complete el revestimiento del fluido con la tubería, incluso bombeándolo en varias etapas del proceso de perforación. En general, CTD en el Mercado de pozos de gas fuera del rango somero evita el uso de aire.

Aligerar con N<sub>2</sub>, la primera regla del dedo gordo es “nunca usar una unidad de Adsorción por cambios de presión (PSA) o Recovery style para bombear nitrógeno en la tubería CTD. La calidad del N<sub>2</sub> de una unidad PSA es por lo general menor a 99%, no parece la mejor opción. Por otro lado la baja presión y temperatura además del oxígeno, aceleran la corrosión en la tubería y cualquier mínimo daño puede afectar toda la sarta, lo cual es muy costoso.

Usar bajas tasas de flujo de gas es posible debido al costo y a que protege el BHA. El monitoreo continuo del wellbore para determinar si el pozo ha expuesto lo suficiente la parte no dañada del reservorio para quitar el bombeo de gas. Cuando se aproxima a la superficie, la sarta necesita un cambio de fluido a una sola fase para evitar el chunking de los motores y para acelerar el tiempo en superficie para desplegar el BHA. El gas en la tubería tarda más en doblarse.

La producción puede continuar mientras se perfora, pero el gas que retorna puede ser una mezcla de N<sub>2</sub> y gas natural. No todo el gas que retorna se puede quemar. La tasa promedio mínima confinable en una bomba de N<sub>2</sub> es 500 MSCF, es decir, 0.72 MMSCF lo cual no se puede quemar y no es recuperable.

## 1.3 VENTAJAS

Teniendo en cuenta que es una tecnología no convencional, CTD debe ofrecer distintas ventajas que la hagan atractiva en la industria, entre las cuales se destacan: pequeño rastro para generar menor impacto ambiental, rápida movilización y montaje del equipo, significativa reducción en los tiempos de viaje, circulación continua, posibilidad de mantener el pozo circulando mientras se extrae y se introduce la tubería, monitoreo en tiempo real de las propiedades del yacimiento, reingreso a los pozos productores, altas capacidades de DLS (Dogleg severity).

**1.3.1 Perforación bajo balance (UBD).** Esta habilidad única permite mantener condiciones bajo balance en la formación, minimizando el potencial de daño a la formación y aumentando la tasa de perforación factores fundamentales en yacimientos sensibles.

**1.3.2 Tiempos de viaje.** Reduce los tiempos de maniobras de viaje y los costos asociados pues la tubería continua elimina la necesidad de conexiones y se reducen eventos de pega de la tubería.

- Por ejemplo: 15000' a 70 fpm = 3.5 h + tiempo de superficie (2 h).

**1.3.3 Circulación continua.** El equipo para UBD requiere apagar las bombas en cada parada en el caso de una perforación con tubería convencional, lo que altera las presiones de suabeo y surgencia, mientras CT elimina la pega diferencial y mantiene una estabilización de las mismas. Además de esto permite circulación de fluidos en dos fases.

**1.3.4 Monitoreo en tiempo real de las propiedades del hueco.** Toma de registros gamma ray, Casing collar locator (CCL), inclinación, Bottom Hole Temperature (BHT), Bottom Hole Pressure (BHP), Weight on bit (WOB), torque y

propiedades del BHA y estas operaciones no siempre requieren apagar las bombas.

### **1.3.5 Reingreso a los pozos productores.**

- Sin parar la producción
- Sin extraer sarta de producción
- Salidas múltiples y laterales.

### **1.3.6 Altas capacidades de desviación - Hasta 55 grados por cada 100 ft.**

DLS de hasta de 110 grados por cada 100 ft han sido logrados con herramientas viejas pero se debe tener en cuenta que un DLS mayor a 55 grados/100ft puede superar la capacidad de casi cualquier herramienta, además puede generar problemas en trabajos de workover futuros.

Esta tecnología ha demostrado su eficacia para el desarrollo de yacimientos de baja permeabilidad y baja presión y, de yacimientos maduros o agotados en los que las técnicas convencionales no permiten lograr volúmenes de producción comercial.

Los servicios de CTD pueden ser ejecutados en forma eficaz bajo casi cualquier condición, incluyendo pozos activos, asegurando al mismo tiempo el óptimo control del pozo.<sup>2</sup>

## **1.4 DESVENTAJAS**

- La tecnología Coiled tubing no está desarrollada para rotar lo cual aumenta los costos en el uso de motores de fondo, brocas y hay casos donde se presenta pega de tubería y de las herramientas necesarias para la orientación y el direccionamiento de la misma.

---

<sup>2</sup> CHAREUF, A. AMARAVADI, S. BOUMALI, A. NEVES, J. LIMA, J. LOVELL, J. TINKHAM, S. ZEMLAK, K. STAAL, T. Tubería flexible: La próxima generación. Artículo Schlumberger. Verano 2004: 16-22.

- La tecnología CTD debe usarse en pozos relativamente someros de acuerdo al peso y tamaño del carrete y el trailer que lo transporta.
- Los equipos y accesorios tienen un costo elevado además de la viabilidad de su transporte.
- Los taladros usados en esta tecnología de perforación no están adecuados para bajar revestimiento, razón por la cual se requiere el uso de convencionales para la preparación del pozo.

## **1.5 EQUIPO USADO EN SUPERFICIE PARA OPERACIONES DE PERFORACIÓN CON COILED TUBING**

Hay una tendencia general a creerse que el equipo utilizado en la perforación con Coiled tubing es compacto y altamente móvil, ésta es una idea falsa ya que el equipo a usarse no debe diferir significativamente de aquel que se usa en una operación regular con equipo rotativo y juntas de tubería. La mecánica y las limitaciones del CTD son casi las mismas que cuando se perfora usando un equipo rotativo. En pocas palabras, las similitudes entre un equipo de CTD y uno de perforación convencional son superiores a sus diferencias.<sup>3</sup>

Los equipos utilizados pueden clasificarse en dos dependiendo de la operación a realizarse:

- **Paquete tradicional.** Incluye principalmente los siguientes equipos: Planta de energía, Carrete, Cabina de control, Inyector, Preventoras, Stripper packers, Anular, Torre, Bombas, Bombas de nitrógeno, equipos de tratamiento, equipos para matar el pozo, equipos para manejo de depleción de presión.

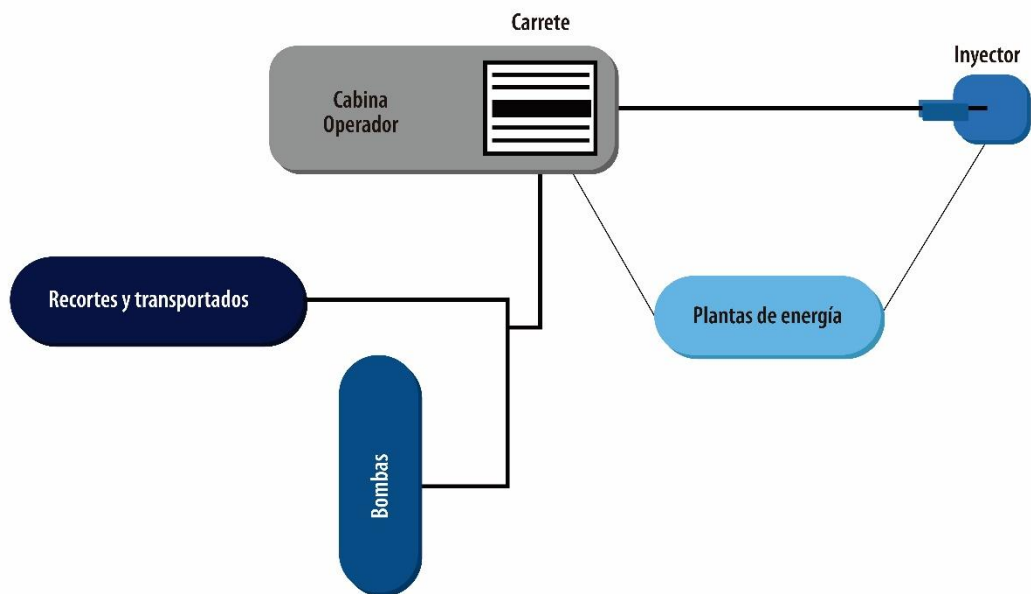
---

<sup>3</sup> JHONSON, M. ODENTHAL, R. BP Coiled Tubing Experiences. ORBIS engineering Incorporated, BP. Agosto 2015.

- **Paquete para Operaciones Underbalanced.** Densidad estática equivalente (ESD), Chokes, Equipo de retorno de fluidos, Equipo de remoción de sólidos, Separadores, Flare Line, Bombas adicionales, Inyectores de químicos, línea de producción.

La imagen a continuación muestra el diseño básico en el cual se instalan los principales equipos en una locación en la cual se realizará una operación de CTD:

Figura 5. Diseño de ubicación de equipos principales en locación



Fuente: Autores

**1.5.1 Planta de energía (Powerpack).** Las plantas de energía son la fuerza motriz de la unidad de coiled tubing, éstas están constituidas por un motor DIESEL el cual impulsa las bombas hidráulicas. La planta de energía debe suplir el suficiente flujo hidráulico y presión para operar el inyector, el carrete, las preventoras y los controles. Las plantas deben funcionar confiablemente durante semanas a las máximas revoluciones por minuto posibles sin recalentarse o apagarse, para evitar

inconvenientes, siempre se necesita una planta de repuesto en sitio. Las conexiones en el sitio deben diseñarse con el fin de que el cambio de una planta a otra sea rápido y sin complicaciones.

Figura 6. Plantas de energía usadas en proyectos de CTD



Fuente: *Consolidated rig Works,LP. Coiled Tubing units.* Tomada de <http://crwlp.com/products/power-packs/>

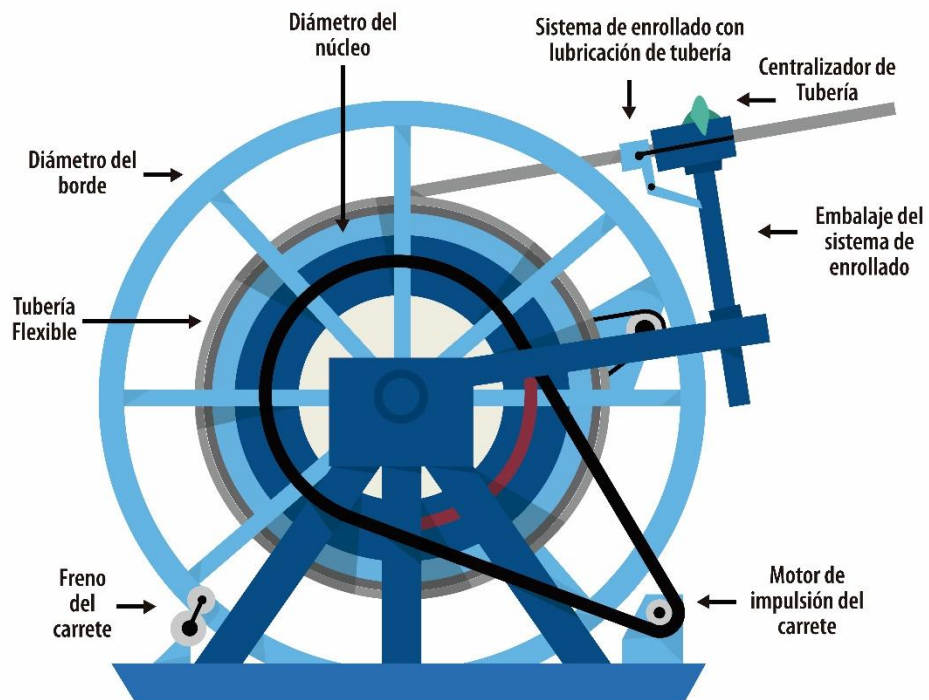
**1.5.2 Soporte del Carrete.** El soporte es la unidad usada para girar, parar o enrollar el carrete de tubería flexible. Es requerido generalmente cuando se usan tuberías mayores a 2 pulgadas y largas longitudes. Se maneja mediante conexiones previamente hechas a la cabina de control y a las plantas de energía. La energía que provee al soporte se obtiene de motor hidráulico que pasa a una cadena y un pin que se encarga de mantener la tensión y prevenir que el carrete quede flojo o suelto. El soporte generalmente funciona en un rango de 500 a 2000 PSI Para enrollar la tubería. Presiones más bajas se usan cuando se desarrolla un proceso de conexión y bajada de tubería (RIH) y presiones más altas se usan mientras se desarrolla un proceso de sacada de tubería del pozo (POOH). El freno del soporte puede ser ya sea mecánico o neumático.

Un sistema DID (Drop in Drum) Permite cambiar las tuberías flexibles sin tener que desconectar las conexiones hidráulicas y las de energía. Este sistema permite

que se tengan varios carretes de tubería ya enrollados en la locación lo cual hace que la velocidad de la operación no se reduzca.

Existen varios tipos de Soportes, sin embargo, para operaciones de perforación se recomienda usar el tipo Dwellop debido a su confiabilidad, fácil operación y diseño seguro.<sup>4</sup>

Figura 7. Soporte del carrete de tubería flexible y sus partes



Fuente: Modificado de [http://petrowiki.org/Service\\_reel\\_for\\_CT\\_unit](http://petrowiki.org/Service_reel_for_CT_unit)

<sup>4</sup> DIAZ, R. CAMPOS, E. Evaluación de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Implementando el Uso de Unidades de Tubería Flexible. Tesis de pregrado Universidad Industrial de Santander.2011.

Figura 8. Soporte del carrete de tubería en locación



Fuente: Wellbore technologies. Coiled tubing tools. Tomada de [http://www.nov.com/Segments/Wellbore\\_Technologies/Downhole/Coiled\\_Tubing\\_Tools.aspx](http://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/Downhole/Coiled_Tubing_Tools.aspx)

Tabla 1. Diámetros de soporte de carrete y arco guía recomendados según el tipo de tubería a usarse.

<i>Diámetro Tubería (in)</i>	<i>Diámetro del carrete(in)</i>	<i>Diámetro del arco guía (in)</i>	<i>Ancho del carrete (in)</i>	<i>Capacidad aproximada (ft)</i>
0.75	48	48		
1	60	48-54		
1.25	72	48-72	117	17500
1.5	48-72	128	128	15000
1.75	96	72-96	148	18000
2	96	72-96		
2.375	108	90-120		
2.875	108	90-120		
3.5	120	90-120		

Fuente: Modificado de [www.NOV.com](http://www.NOV.com)

**1.5.3 Tuberías.** Las tuberías usadas para Coiled tubing son usualmente diseñadas dependiendo del pozo que se va a perforar. El Diseño de la tubería se optimiza a las condiciones esperadas, por ejemplo si un pozo es profundo y horizontal, la tubería debe tener un fuerte espesor en la cima del pozo mientras que en la sección horizontal el espesor debe ser considerablemente menor para evitar problemas por fricción.

El diámetro de la tubería también es un factor muy importante a tener en cuenta, entre más grande sea el diámetro externo (OD), se debe tener una mayor tasa de bombeo para lograr presiones bajas. En general, se busca mantener presiones por debajo de 5000 psi para aumentar la vida útil de la tubería. Si la presión da un salto notable, la fatiga de la tubería se hace más pronunciada. Entre más grande es el OD, mayor será la fatiga de la tubería. Esto se debe a que la tubería es plásticamente deformada cada vez que pasa por el Gooseneck (Cuello de ganso) o por el carrete. La mayoría de proyectos de CTD buscan tener una fuerte tubería para minimizar los chances de tener áreas pequeñas o daños que causen la falla de la misma.

**1.5.4 Inyectores.** El cabezal inyector se usa principalmente para sostener la tubería que está entrando o saliendo del pozo y a su vez suministra la fuerza necesaria para que la tubería se inserte o sea retirada. Este cabezal, le permite al operador tener un alto nivel de control sobre el posicionamiento y la velocidad de la tubería.

El cabezal inyector debe cumplir tres funciones básicas, las cuales son:

- Suministrar el empuje requerido para superar la fricción entre la tubería flexible y la tubería de producción o las paredes del pozo.
- Controlar la velocidad a la cual la tubería entra al pozo bajo las condiciones presentes en la operación.
- Soportar el peso total de la tubería y sus accesorios, a la vez que controla la velocidad operacional cuando se extrae del pozo.

El diseño del proyecto de CTD debe incluir el análisis de tipo de inyector a usarse, radio del arco guía del Gooseneck y radio del centro del carrete, todo en función del tipo de tubería a utilizarse, así:<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO. Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002.

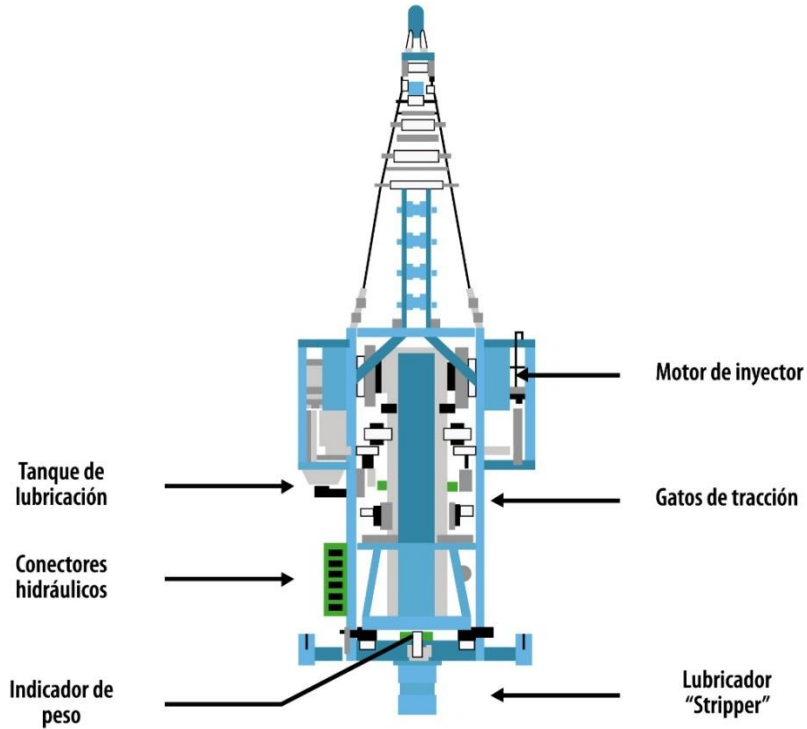
Tabla 2. Radios de carrete y arco guía recomendados según el tipo de tubería a utilizarse

<b><i>Díámetro externo de la tubería (in)</i></b>	<b><i>Radio del centro de carrete recomendado (in)</i></b>	<b><i>Radio del Arco guía recomendado (in)</i></b>
<b>0.750</b>	24	48
<b>1.000</b>	20-30	48-54
<b>1.250</b>	25-36	48-72
<b>1.500</b>	30-40	48-72
<b>1.750</b>	35-48	72-96
<b>2.000</b>	40-48	72-96
<b>2.375</b>	48-54	90-120
<b>2.875</b>	54-58	90-120
<b>3.500</b>	65-70	96-120

Fuente: Modificado de Coiled tubing Course, DP – HMD SONATRACH modificada por DIAZ, Raúl; CAMPOS, Enrique.

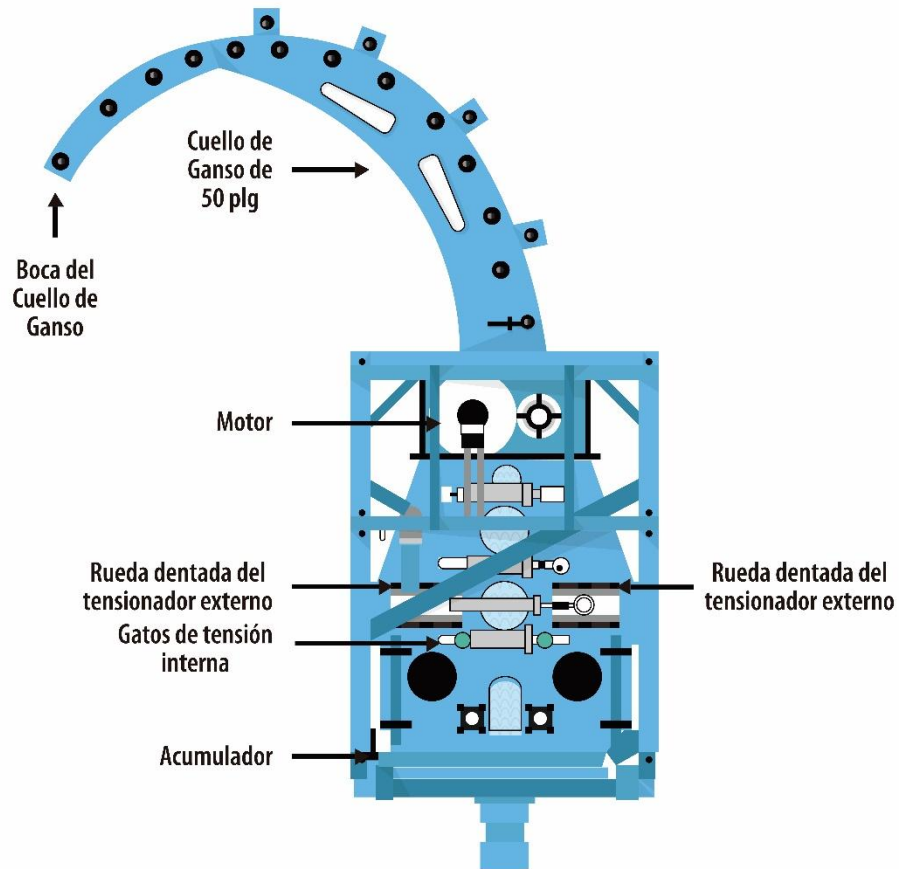
Las siguientes figuras muestran el cabezal inyector junto con sus principales componentes:

Figura 9. Vista superior cabezal inyector y sus partes



Fuente: Modificado de Coiled tubing Course, DP – HMD SONATRACH.

Figura 10. Vista lateral cabezal inyector



Fuente: Modificado de Coiled tubing Course, DP – HMD SONATRACH.

El cabezal inyector cuenta con ciertos elementos primordiales para la operación de CTD, tales elementos son:

- *Cadenas de tensión*: Están conformadas por bloques o grod blocks que se encuentran dentro de la cabeza inyectora y se encargan de deslizar la tubería dentro y fuera del pozo de tal forma que mantengan la tubería tensionada aplicando la fuerza normal en ella sin provocar ninguna deformación.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> DIAZ, R. CAMPOS, E. Evaluación de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Implementando el Uso de Unidades de Tubería Flexible. Tesis de pregrado Universidad Industrial de Santander.2011.

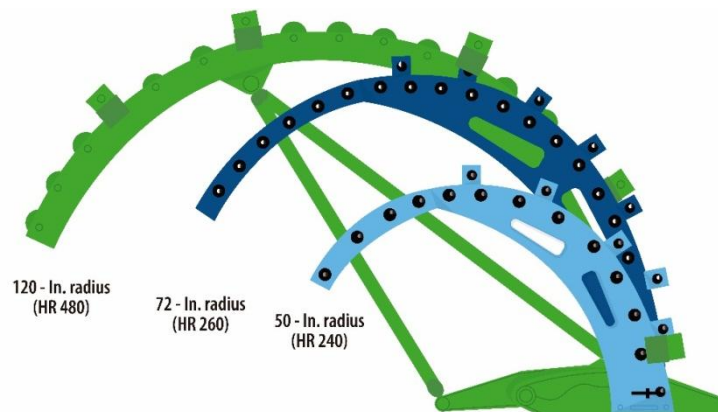
Figura 11. Cadenas de tensión ubicadas en el Gooseneck en el cabezal inyector



Fuente: Power Hydraulics engineering and manufacturing. Coiled tubing units. Tomado de <http://power-hydraulics.com/oilfield-products/coiled-tubing-units/>

- *Arco guía o gooseneck*: Hace que la tubería entre directamente en la cabeza inyectora sin ninguna complicación y su ángulo y tamaño depende de la tubería que se va a utilizar en el proyecto. Para operaciones CTD se recomienda que el tamaño del inyector pueda ejercer una fuerza de 100000 LbF de manera continua.<sup>7</sup>

Figura 12. Comparación de diferentes diámetros de Gooseneck usados según el tipo de tubería

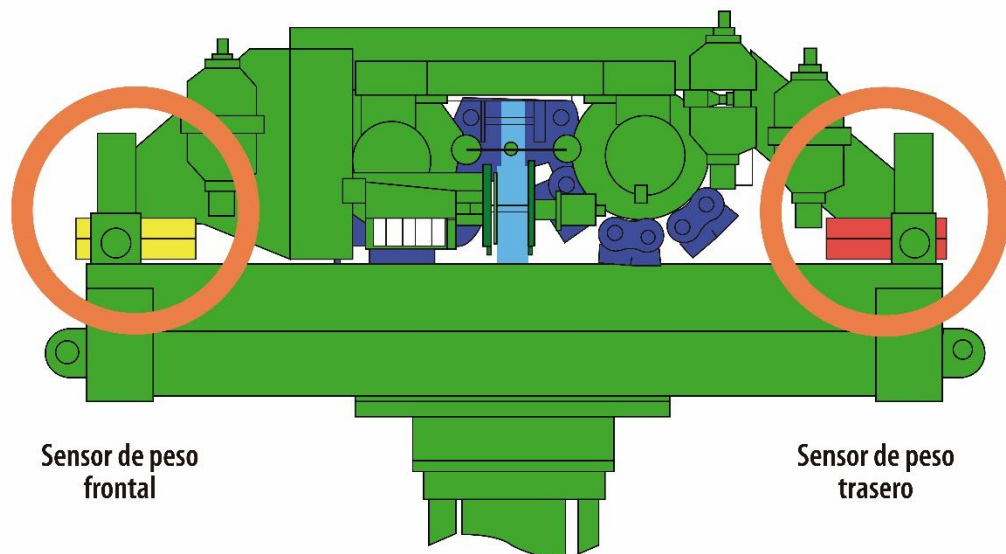


<sup>7</sup> CAREY, S. INTEQ Product Line manager. Baker Hughes. Coiled Tubing Directional Drilling. Houston. Noviembre 2008.

Fuente: Modificado de KING,G.Coiled Tubing Introduction. Presentación Power Point.2009

- *Sensor de indicación de tensión:* Este dispositivo permite conocer la tensión a la cual se está sometiendo la tubería en tiempo real, de tal manera se busca no sobrepasar los límites físicos de la tubería y de esta manera evitar problemas o fallas operacionales.<sup>8</sup>

Figura 13. Ubicación de los sensores de indicación de tensión

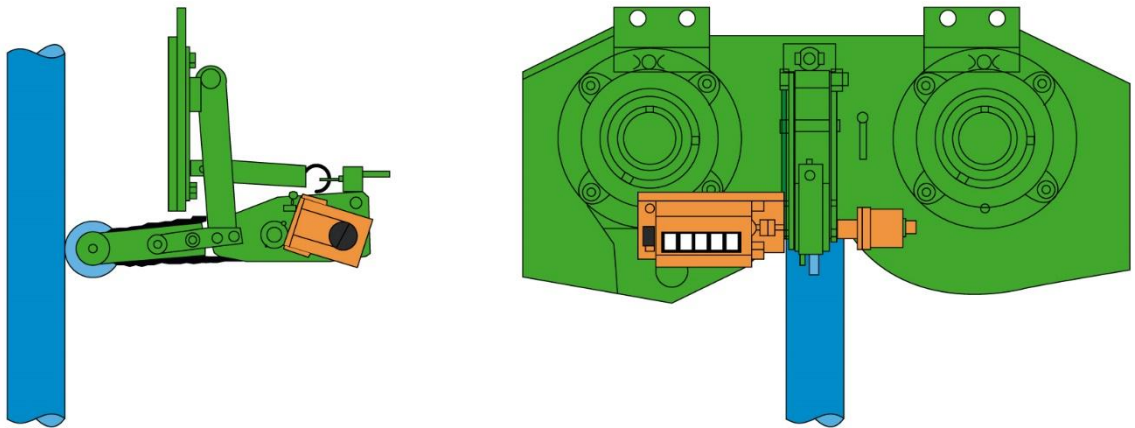


Fuente: Modificado de KING,G.Coiled Tubing Introduction. Presentación Power Point.2009

- *Sensor indicador de profundidad:* Este sensor se encuentra en la base de la cabeza inyectora y por medio de un panel en la cabina, indica la profundidad a la cual se encuentra la tubería. Generalmente se cuenta con un indicador mecánico y uno electrónico para tener mayor certeza en el momento de llevar a cabo cualquier operación.

<sup>8</sup> DIAZ, R. CAMPOS, E. Evaluación de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Implementando el Uso de Unidades de Tubería Flexible. Tesis de pregrado Universidad Industrial de Santander.2011.

Figura 14. Ubicación del sensor indicador de profundidad



Fuente: Modificado de KING,G.Coiled Tubing Introduction. Presentación Power Point.2009

**1.5.5 Stripper packer.** El stripper o empaquetadura es el componente primario de control de pozo que se instala justo debajo del inyector. Este elemento es controlado hidráulicamente desde la cabina de control y crea un sello dinámico alrededor de la tubería flexible mientras se mueve ya sea hacia adentro o hacia fuera del pozo. Adicionalmente, sirve para asegurar y alinear la cabeza inyectora con el equipo de control de presión y cabeza del pozo.

El stripper tipo ventana, tal como se observa en la figura, está compuesto por el cuerpo, energizador, empaques, bronce superior e inferior y un anillo anti extrusión.

Los nuevos diseños de stripper permiten que éstos trabajen a un estándar máximo de presión de 15000 psi

Figura 15. Stripper packer



**1.5.6 Equipo de preventoras BOP (Blowout preventers).** Las preventoras de reventón tienen una función esencial son quienes deben proveer un mecanismo que sostenga la tubería flexible y aisle el pozo durante una emergencia. La configuración de los arietes o rams de las BOP y el puerto de matado permiten realizar diversas operaciones de control de pozo. Gracias a las BOP las actividades de CTD pueden realizarse de manera controlada y segura.

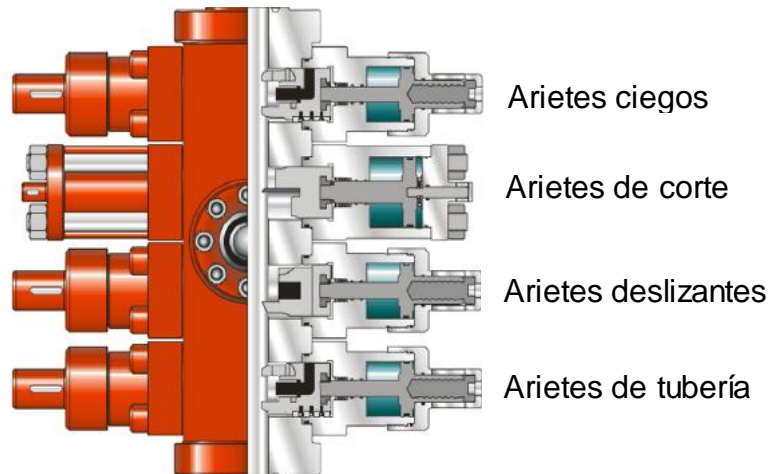
Se pueden encontrar varios tipos de preventoras, sus tamaños varían y generalmente siguen las dimensiones API para bridas. Las preventoras pueden ser de tipo single, combi, o quad.

Durante operaciones de CTD, generalmente se utilizan preventoras con sistemas cuádruples, esto significa que tienen cuatro parejas de arietes de arriba hacia abajo, los cuales son:

- Arietes ciegos (Blind rams): Sellan el pozo cuando la Tubería ha sido cortada o está por fuera de las BOP.

- Arietes de corte (Shear rams): Usando un arreglo de cuchillas, pueden cortar la tubería, tal procedimiento sólo se realiza durante una emergencia para prevenir un problema de control de pozo.
- Arietes deslizantes (Slip rams): Sostienen el peso de la tubería mediante un sistema de cuñas.
- Arietes de la tubería (Pipe rams): Sellan alrededor de la tubería que está colgada.<sup>9</sup>

Figura 16. Diseño de preventoras tipo Quad.



Fuente: Tomada de <http://www.f-e-t.com/products/completions/completions/coiled-tubing/quad-blowout-preventer-pxxxqb00>

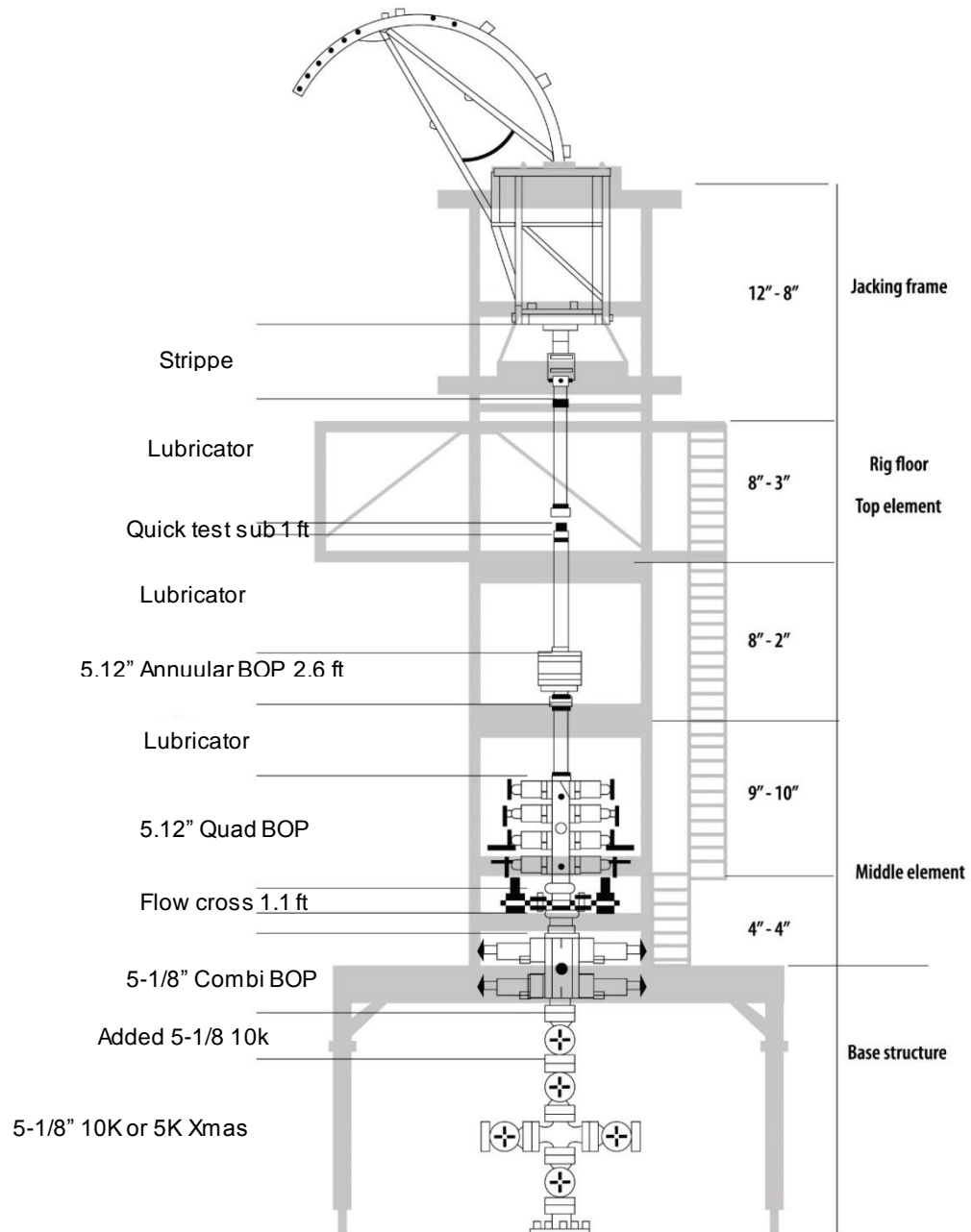
**1.5.7 Lubricadores.** Los lubricadores son extensiones de tubería necesarias cuando el montaje de BHA lo requiere. Son instalados con bridas desde la cabeza del pozo hasta el fondo de las Preventoras.

**Quick Latch.** Este elemento es el encargado de suministrar una conexión rápida y segura de manera hidráulica entre el lubricador y las BOP.

<sup>9</sup> DIAZ, R. CAMPOS, E. Evaluación de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Implementando el Uso de Unidades de Tubería Flexible. Tesis de pregrado Universidad Industrial de Santander.2011.

En la figura a continuación puede apreciarse una configuración general en locación del equipo usado durante un procedimiento de CTD:

Figura 17. Configuración en locación del equipo usado en una operación de CTD



**1.5.8 Equipo de manejo de presión durante operaciones Underbalanced.** Las Operaciones Underbalanced difieren considerablemente de las convencionales y más si este procedimiento se realiza con Tecnología Coiled Tubing. Por esta razón la cantidad de equipos y accesorios usados es mayor. Entre los principales equipos que se usarán durante una operación CTD en condiciones UBD se tienen:

- **Bombas.** Esenciales para inyectar fluidos al pozo a las presiones necesarias, éstas deben ser capaz de operar a altas ratas de bombeo y altas presiones, en procesos de perforación se usan bombas con más de 500 caballos de fuerza que bombeen entre 1.7-3 Barriles por minuto y que alcanzan presiones de hasta 5000 PSI. Las bombas son controladas remotamente desde la cabina del operador, son de fácil reparación y pueden recargarse de combustible mientras están en funcionamiento.

Para operaciones UBD Se hace necesario el uso de bombas de Nitrógeno en la locación las cuales tienen características similares a las anteriores mencionadas y además funcionan con mangueras criogénicas que están conectadas a los tanques de nitrógeno que las alimenta para luego ser bombeados a la presión requerida.

- **Mezclador (Batch mixer).** Es un equipo de uso esencial en operaciones UBD, se usa principalmente para preparar mezclas exactas y frescas de los fluidos que van a entrar a la formación, en especial píldoras de geles, Geles hidratados, Píldoras con aditivos necesarios, entre otros.

Igualmente, hay accesorios que se usan durante la operación y cumplen pequeñas pero no menos importantes tareas, algunos de ellos son: Slickline, Malacate,

Lubricadores, Grease Head, Pack off, Conectores y Brida de elevación entre otros.<sup>10</sup>

## **1.6 EQUIPO DE ENSAMBLAJE DE FONDO USADO EN OPERACIONES DE PERFORACION CON COILED TUBING**

Dado a que en la operación de CTD no se puede rotar, todos los pozos deben ser perforados mientras se desliza, eso puede hacer el proceso algunas veces más sencillo, otra veces más complejo, todo depende de la Geología del campo en la que se esté realizando la operación. Sin embargo, una tendencia general es que hay muchos más desafíos mientras se perfora deslizando ya que sin rotación es mucho más complejo hacer liberación de pegas y debido a que la tracción es limitada, no se puede transmitir fuerza suficiente a la broca. Por esta razón hay que hacer una excelente selección previa de pozos candidatos en los cuales se trabajará con ésta tecnología.

El ensamblaje de fondo de pozo (BHA) es quien ayuda considerablemente a que realice la perforación de manera efectiva a través de la formación. Un BHA básico en la operación incluye herramientas como Conector a CT, Motor Head Assembly (MHA) Motor y Broca. No obstante, pueden realizarse diversas configuraciones con distintas herramientas y equipos que serán descritos a continuación:

### **1.6.1 Componentes Básicos**

- ✓ Conectores a la tubería flexible:
  - Grapple
  - Dimple
- ✓ Motor Head Assembly (MHA)
  - Dual Flapper Check valve

---

<sup>10</sup> MACDONALD, D. Introduction to Coiled Tubing Drilling. Training course. Bogotá. Noviembre 2015.

- Junta de Liberación hidráulica
- Sub de circulación

**GRAPPLE:** Es la herramienta que permite la conexión del BHA a la tubería flexible, esta herramienta provee una gran integridad y un sello de alta presión entre el BHA y la tubería. Es una herramienta adecuada para usarse cuando la resistencia torsional no es requerida.

Figura 18. Grapple



Fuente: Tomada de <http://www.alsglobal.com/services-and-products/oil-and-gas/upstream/coiled-tubing-services-and-products/standard-coiled-tubing-bha/coil-connectors/>

**DIMPLE:** Este conector se inserta internamente para hacer que la conexión entre el BHA y la tubería flexible sea totalmente confiable, estos conectores permiten que al BHA se le transmita efectivamente torque y cargas de tensión.

Figura 19. Dimple

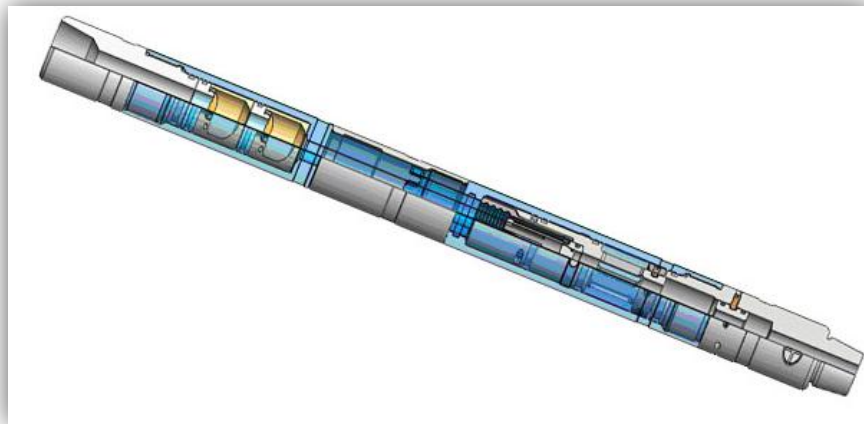


Fuente: Tomada de <http://www.alsglobal.com/services-and-products/oil-and-gas/upstream/coiled-tubing-services-and-products/standard-coiled-tubing-bha/coil-connectors/>

**MOTOR HEAD ASSEMBLY:** Es la pieza esencial para el desarrollo efectivo de cualquier operación de Coiled tubing. En ella se incorporan herramientas estándar necesarias, las cuales son: Conector a la tubería, Válvulas de chequeo Dual Flapper, Sistema de desconexión de seguridad y un Sub de circulación Dual, este último combina una drop ball de circulación y un disco de ruptura que se activa con presión. Todas estas herramientas se encuentran mezcladas en el MHA debido a que con ello se busca reducir la longitud del BHA.

El MHA está adaptado para trabajar a presiones de 10000 PSI y temperatura de hasta 230 Celsius.

Figura 20. Motor Head Assembly



Fuente: Tomada de <http://www.alsglobal.com/services-and-products/oil-and-gas/upstream/coiled-tubing-services-and-products/standard-coiled-tubing-bha/coil-connectors/>

### 1.6.2 Componentes de BHA básicos para perforación direccional con CT.

**Orientador:** Es un volante de dirección que ayuda a dirigir el BHA en la dirección a la que se requiere que vaya.

**Paquete MWD (Measurement while drilling):** Al igual que el usado en perforación convencional, éste equipo es el que dará la información exacta y en tiempo real de donde se encuentra la broca y el BHA en el pozo, hacia donde se está dirigiendo y el ángulo en el que se encuentra.

**Motor:** Es la herramienta que provee energía a la broca, generalmente en operaciones CTD se instala con un Bent Sub para reducir la distancia entre la curva y la broca

**Broca:** Similar a las usadas en la perforación convencional, puede usarse cualquier entre las categorías de incrustaciones de diamante o tungsteno hasta las tricónicas.

**1.6.3 BHA libre de cable eléctrico.** En este tipo de ensamblaje, la información a ser analizada en superficie se transmite a través de pulsaciones en el fluido, un ejemplo de ello es la tecnología Slim-pulse. Este tipo de ensamblaje tiene grandes ventajas ya que no hay cableado en la tubería flexible que pueda interferir con el proceso de perforación, este ensamblaje es más simple y con menos y a su vez tiene fortaleza suficiente como para permitir el uso de martillos. Además otra de las ventajas significativas de éste Tipo de BHA es su bajo costo. Por otra parte algunos de los problemas que presenta incluyen la alta dificultad para encontrar Orientadores controlados por fluidos con pequeños diámetros externos, igualmente, el tiempo de cada ciclo de orientación de ángulo o de bombeo tarda de 6 a 10 minutos y por último, la señal tomada en superficie sólo es confiable siempre y cuando no hayan fluidos de perforación gasificados.

**1.6.4 BHA con cable eléctrico.** Los BHA con cable eléctrico han sido los principalmente usados para dirigir operaciones de CTD durante los últimos 10 años. La información es transferida a superficie a través de cables que van dentro de la tubería flexible, por lo tanto, ésta se obtiene en tiempo real, se opera con

respuesta inmediata y además se puede obtener información muy exacta aun cuando los fluidos son gasificados. Unas de las complicaciones que se presentan con éste ensamblaje son la complejidad de equipos que se deben usar en superficie, el manejo adecuado del cableado, la longitud, los altos costos asociados al alquiler de los equipos y del personal calificado para correrlos y por último la inhabilidad de correr herramientas de impacto como los martillos.

Entre los BHA's más utilizados y con mejor desempeño podemos mencionar: El Viper de SLB, Coiltrak de Baker Hugues, Fusion de Schlumberger (SLB) y el Colt de AnTech.

**SLB FUSION BHA:** Este ensamblaje fue específicamente diseñado en el año 2012 por la compañía Schlumberger y puede usarse para perfiles de pozos verticales, horizontales o direccionales, también se usa para re ingreso a pozos y para operaciones Underbalanced. Entre sus ventajas más significativas se tiene que este ensamblaje permite el reingreso y perforación sin matar el pozo, permite que se mantenga la producción mientras se está perforando, puede usarse sin necesidad de torre, realiza re ingreso a través de completamientos ya existentes, brinda datos en tiempo real y no presenta gran depleción de presión por lo cual ahorra tiempo en la operación.

Figura 21. Diseño del ensamblaje de fondo FUSION

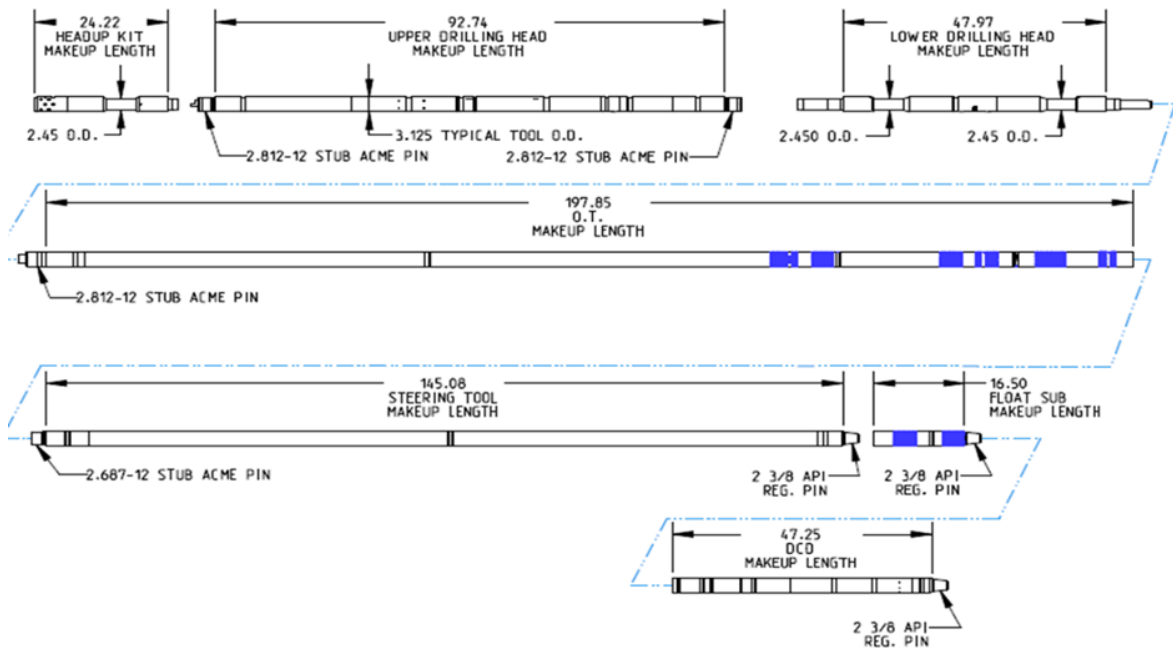


Fuente: MACDONALD. Op.cit.

**BAKER COILTRAK BHA:** Este ensamblaje es un sistema eléctricamente controlado y que fue diseñado en primera instancia para realizar operaciones Underbalanced donde se haría necesaria la presencia de dos fases de fluidos. Puede usarse para diámetros de tubería ya sea de 3" o 2 3/8". Estas herramientas son robustas y han demostrado ser muy eficientes, por lo cual se han usado de manera constante a lo largo del tiempo desde su lanzamiento. Una de las características especiales de éste ensamblaje es su Motor dirigido (RSM – Rib steerable motor), el cual permite que el BHA perforo pozos lo más recto posible y reacciona rápidamente a señales de geonavegación. Esto es de gran uso especialmente para pozos donde el alcance lateral es el objetivo pero el problema es el alcance de la tubería flexible. <sup>11</sup>

<sup>11</sup> MACDONALD, D. Introduction to Coiled Tubing Drilling. Training course. Bogotá. Noviembre 2015.

Figura 22. Configuración del ensamblaje de fondo CoilTrak



Fuente: MACDONALD.Op. cit.

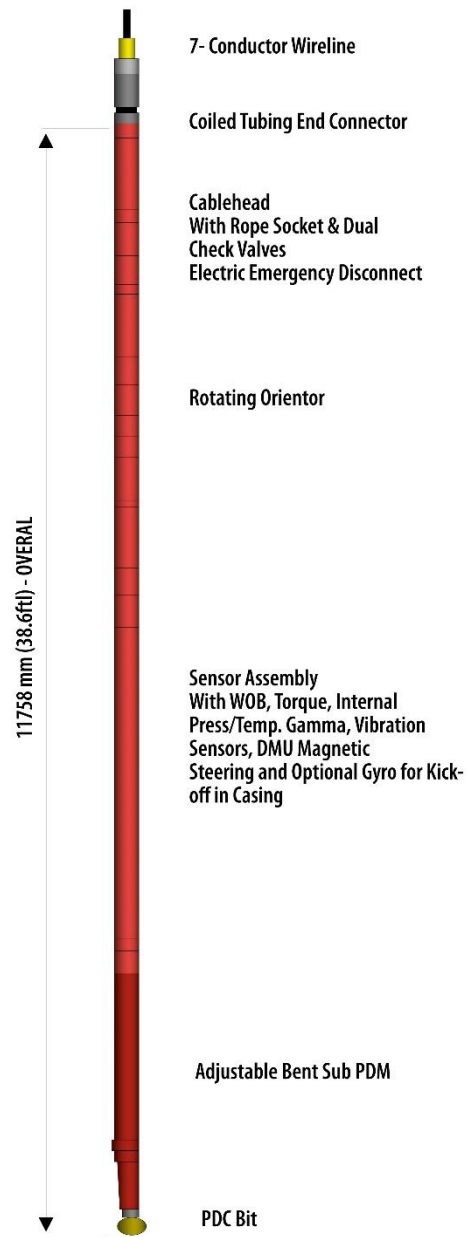
**COLT ANTECH BHA:** Este ensamblaje está equipado con un completo paquete de sensores, protegido contra vibraciones y se combina con un orientador eléctrico el cual provee completo control cuando se navega en yacimientos complejos.

Sus principales utilidades incluyen un excelente desempeño en operaciones Underbalanced, producción incrementada mientras se desarrolla la operación de perforación, Ratas de retorno más rápidas y un incremento de la seguridad con menos interacción de personal en el sitio.

Este ensamblaje se aplica a un amplio rango de operaciones de perforación con coiled tubing con baja probabilidad de problemas no planeados, puede aplicarse en operaciones de reingreso, through – tubing, Shales de gas no convencionales, lechos de carbón de Metano y yacimientos de almacenamiento de gas.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> COLT – Coiled Tubing Drilling Bottom Hole Assembly; AnTech Oilfield services Inc. DC-00382, Marzo 2014.

Figura 23. Configuración del Ensamblaje de fondo COLT, creado por la compañía AnTech



Fuente: Modificado de <http://www.antech.co.uk/memory-tools.html>

**1.6.5 Ensamblaje para pesca.** Se hace necesario tener en sitio ciertas herramientas especiales con el fin de realizar operaciones de pesca de tubería en

caso de que se presente una operación no planeada a causa de complicaciones mientras se realiza la operación de perforación. El paquete de herramientas de pesca necesario incluye:

- Liberador hidráulico, arpón de tracción – Pulling spear
- Overshot de liberación hidráulico
- Cesta de chatarra tipo Venturi Jet
- Percusor y acelerador
- Mills, martillo hidráulico, agitador
- Die Collar, Bulldog grab
- Arpón de pesca de Wireline

Figura 24. Herramientas usadas para la pesca de herramientas atrapadas en fondo de pozo



Fuente: Tomada de

[http://www.nov.com/Segments/Wellbore\\_Technologies/Downhole/Coiled\\_Tubing\\_Tools/Fishing\\_Tools/CT\\_Fishing\\_Tools.aspx](http://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/Downhole/Coiled_Tubing_Tools/Fishing_Tools/CT_Fishing_Tools.aspx)

## 1.7 FLUIDOS USADOS PARA LA PERFORACION CON COILED TUBING

Los fluidos son una parte esencial del proceso de perforación. Al realizar una operación de CTD, los fluidos cumplen funciones similares a aquellas que cumplen en un procedimiento de perforación convencional con torre. Sin embargo hay algunas diferencias debido a la diferencia en el equipo utilizado, las siguientes son las funciones que un fluido debe cumplir para realizar una perforación exitosa cuando se utiliza tecnología CT:

- Remover cortes de perforación del fondo del pozo, transportarlos a superficie y liberarlos
- Recubrir la pared del pozo con una retorta de baja permeabilidad (Operaciones Overbalanced)
- Controlar presiones en el pozo
- Mantener los cortes y el peso del equipo en suspensión cuando la circulación se detiene
- Prevenir y reducir el daño de formaciones aledañas al mínimo
- Transmitir información sobre las formaciones penetradas
- Transmitir caballos de fuerza hidráulicos a la broca
- Controlar corrosión
- Refrescar y lubricar la broca y la sarta de perforación

En Coiled tubing, es esencial la función de transmitir Fuerza a la broca para que ésta pueda perforar ya que en esta operación no hay rotación, de igual manera hay requerimientos específicos para los fluidos que se usarán, específicamente estos son:

- No deben ser volátiles, con punto de inflamabilidad por encima de 100 F. Al ser volátiles pueden causar problemas en la locación y en los equipos, principalmente en bombas, mezcladores, plantas de energía, generadores, etc.

- Tener baja fricción de presión de bombeo para que sea fácil transportar los sólidos a superficie, además como en CT las presiones de bombeo deben ser mayores, éstas afectan la vida de la tubería, lo que se busca es mantenerla útil el mayor tiempo posible. Los fluidos recomendables para lograr esto pueden ser el FloPro, KCL (Cloruro de Potasio), Diesel o agua de mar.
- Fácilmente separables, los fluidos usados en UBD necesitan ser separados y estar libres de emulsiones o pueden estropearse, igualmente, debe removerse el gas para evitar que este entre a los tanque de almacenamiento. Los fluidos que nos son separados se convierten en un problema ambiental o legal al momento de ser dispuestos.
- Capaz de lograr la Densidad circulante equivalente (ECD) deseada. Generalmente en condiciones UBD, se requiere que la ECD del fluido sea mayor, para lo cual se debe aligerar el fluido y esto se logra con gas Nitrógeno.
- No reactivos a las rocas de la formación
- No reactivos con el CT o el Completamiento
- Económicos
- Prácticos

Con respecto a los fluidos usados en operaciones UBD, es altamente recomendado el uso de fluidos simples tales como el KCL, Agua de mar, Salmueras, Formatos o Diesel o pueden usarse mezclas previamente preparadas tales como el FLoPro, adecuado para CT. Para operaciones de CTD se recomienda mantener los fluidos tan simples como sea geológicamente posible y tener un ingeniero de lodos especializado en la locación, monitoreando y ajustando los fluidos tan pronto se necesite.<sup>13</sup>

## **1.8 SIDETRACKING REALIZADO CON TECNOLOGIA COILED TUBING**

---

<sup>13</sup> MACDONALD, D. Introduction to Coiled Tubing Drilling. Training course. Bogotá. Noviembre 2015.

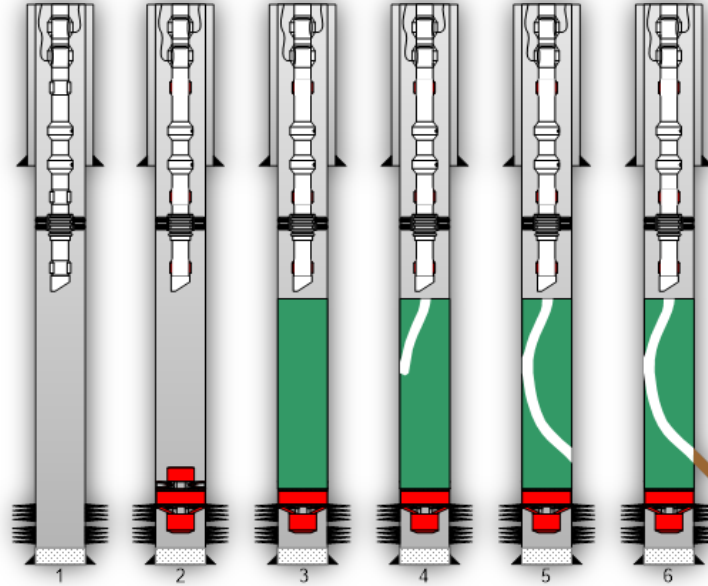
Los sidetracks a través del casing se realizan para llegar a zonas productoras que no habían sido alcanzadas antes, o para reconstruir un pozo que se encuentra obstruido o dañado. Para realizar esto se requiere un Sidetrack limpio, donde se cree otra ventana de casing con la menor cantidad de viajes posibles. Existen varios métodos para realizar Sidetrack al Casing, los más usados son el Cement Sidetrack, Whipstock de salida simple y el Whipstock de salida Dual.<sup>14</sup>

- Cement Exit: En éste método se instala un tapón de cemento de alrededor de 25 ft de longitud justo debajo del lugar donde se quiere hacer la salida, una vez instalado, se utiliza un Motor Bent con 1° de desviación, se perfora a través del cemento, buscando la desviación necesaria para que se contacte el Casing, una vez éste es contactado, se cambia la desviación del Bent a al menos 3° y se realiza el sidetrack. Éste método ha probado ser exitoso en el 78% de los casos en que se ha desarrollado. El esquema lógico en el cual se desarrolla el método se muestra a continuación:

Figura 25. Procedimiento de Sidetrack tipo Cement Exit

---

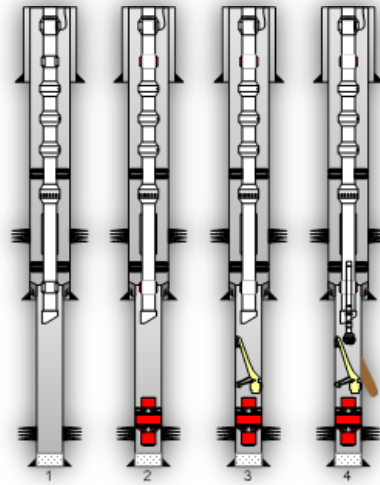
<sup>14</sup> LEISING, L. HEARN, D. RIKE, E. DOREMUS, D. PASLAY, P. Sidetracking Technology for Coiled Tubing Drilling; SPE 30486; Mayo 1996.



Fuente: MACDONALD.Op.cit.

- Single Exit: La salida sencilla es la más usada en operaciones de CTD, en ella se utiliza la herramienta Whipstock que desvía la tubería hacia el lugar deseado y de ésta manera se logra el Sidetrack. Pueden haber varios tipos de Whipstock dependiendo de la compañía que los ofrece pero en general, el método consiste en correr un ancla con Wireline, ajustarla en el fondo del pozo a cierto ángulo, luego bajar el Whipstock hacia ella y ajustar el ángulo deseado para por último bajar el BHA con la herramienta Mill para perforar el casing y realizar el sidetrack.

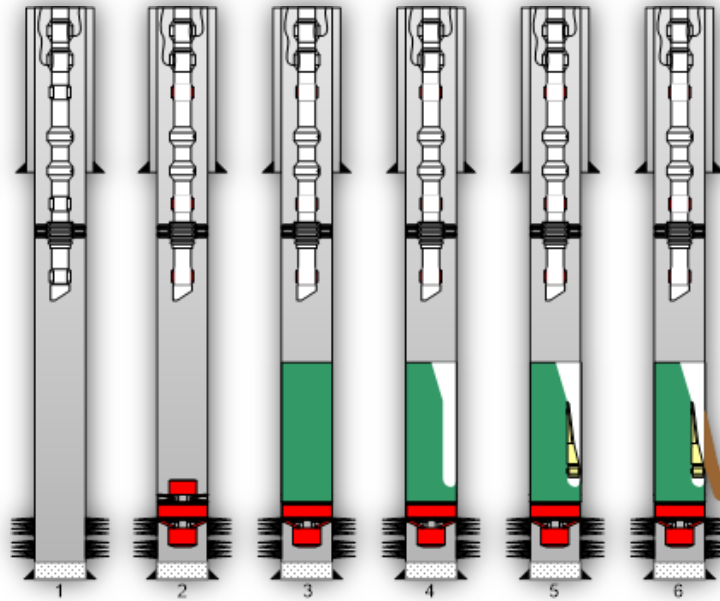
Figura 26. Procedimiento de Sidetrack tipo Single Exit



Fuente: Ibid.

En ciertas ocasiones el Casing que recubre el pozo es de un diámetro significativo, por lo cual requiere que se añadan unos pasos a éste método, por lo cual en primera instancia se instala un tapón de cemento en el casing existente que tiene un OD significativo, luego se perfora la parte del tapón en la cual se requiere instalar el Whipstock con diámetro definido y posteriormente se hace el sidetrack al ángulo que sea requerido.

Figura 27. Procedimiento de Sidetrack combinación Cement Exit y Single Exit



Fuente: Ibid

La selección del método que se usa para realizar el Sidetrack se determina de acuerdo a las condiciones del pozo candidato. Entre las principales consideraciones se tienen:

- Pozos ubicados en formaciones de Shale: se debe evitar hacer Sidetracks en shales debido a que estas formaciones son muy débiles y el fluido causa reacción con los gases presentes en ella, lo cual complica la operación y puede causar pegadas de tubería.
- Calidad del cemento: Siempre se busca una buena calidad de cemento para ser perforado, de otra manera la broca podría irse afuera del casing y no perforar en formaciones duras.
- Severidad del ángulo a perforar: Si se necesita hacer el Sidetrack y luego perforar y construir, el ángulo debe ser menor de 55 grados/pies. Con Ángulos

grandes es difícil de construir ventanas especialmente cuando ya se ha abierto la ventana, se está perforando pero la mayoría del BHA se encuentra todavía en el casing, esto produce desvíos y el ángulo requerido es difícil de lograr.

- Costos y complejidad del cambio en el completamiento
- Cantidad de exactitud requerida
- Revisión de Registros

Los Sidetracks realizados en el pozo deben ser de alta calidad, la calidad a la hora de realizar éste procedimiento en específico debe ser la prioridad ya que de ella depende el curso del resto del pozo, por tanto el tiempo y dinero gastado aquí hacen que se eviten complicaciones posteriores y como resultado se obtiene un pozo resistente y en buenas condiciones.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> JHONSON, M. ODENTHAL, R. BP Coiled Tubing Experiences. ORBIS engineering Incorporated, BP. Agosto 2015.

## **2. PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS DURANTE OPERACIONES CTD EN CAMPOS COLOMBIANOS**

Las operaciones relacionadas con Coiled Tubing han tenido un auge considerable ya que son una alternativa asequible en cuanto a precios que representan buenos beneficios como ahorro de costos en transporte de torres y equipos de gran tamaño, tiempos de operación mucho más cortos, fácil logística, mayor seguridad y baja complejidad a la hora de realizar los procesos técnicos. El uso de Coiled Tubing para realizar diversas operaciones es Común en Colombia, sin embargo, los proyectos de perforación realizados con dicha tecnología son escasos ya que las operaciones realizadas anteriormente fueron poco rutinarias y mostraron cierta cantidad de inconvenientes que terminaron por alterar su rentabilidad.

El uso de CT en Colombia ha demostrado ser una herramienta exitosa para realizar procedimientos de workover e intervenciones de pozos. No obstante, ésta tecnología puede expandirse con el fin de realizar proyectos de perforación ya que éste último procedimiento cubre un alto rango de beneficios. Algunos proyectos de este tipo se han realizado en el país, algunos mostrando un resultado positivo y otros presentando eventualidades significativas que vale la pena estudiar con el fin de optimizar futuras operaciones de este tipo. La geología colombiana influye significativamente en el desarrollo de éstos proyectos ya que cambia considerablemente si se le compara con la de otras zonas del resto del mundo de las cuales se toma referencia para diseñar operaciones nuevas en el país, por tanto es necesario hacer una descripción en detalle de las condiciones de los campos las cuales afectan en gran parte el uso de CT. Por otra parte, es necesario hacer un análisis de problemas presentados usando pozos de correlación. Con esto se busca obtener una serie de lecciones aprendidas y con ellas manejar de manera efectiva futuras operaciones no planeadas y a su vez

efectuar procedimientos mejorados que ahorren tiempo y costos a las compañías que ofrecen el servicio de perforación con Coiled Tubing en el País.

Las operaciones de Coiled tubing drilling (CTD) que se han llevado a cabo en Colombia se dieron en los Campos Cusiana y Cupiagua ubicados en el piedemonte llanero. Debido a que toda su área tiene alta presencia de fallas y es tectónicamente activa, se conoce como una de las áreas donde es más difícil realizar procedimientos de perforación a nivel mundial.

La dificultad al perforar convencionalmente está asociada con las rocas extremadamente duras que se encuentran en el área. Aunque se usen las mejores herramientas para perforar, el resultado son túneles perforados angostos que pueden ser dañados fácilmente por los recortes que se mueven a través del pozo. Por esta razón en lugar de técnicas Bullhead es adecuado el uso de Coiled Tubing para perforar.

## **2.1 PROBLEMAS RELACIONADOS CON CONDICIONES DEL POZO**

Debido a su ubicación en el piedemonte llanero y complicaciones geológicas presentes, una de los principales problemas que se presenta al realizar CTD en éstos pozos es el *control direccional*, la zona altamente fallada afecta el proceso considerablemente y a causa de ellos se crean *Doglegs* severos en la sección Liner del pozo que hacen que el arrastre friccional del Coiled tubing sea muy alto.

Debido a la tectónica activa, el Casing de los pozos se afecta, en Colombia se han encontrado Casings deformados durante el tiempo de producción, esto es un problema ya que al realizar una operación CTD resulta en *arrastre que afecta el CT en fondo de pozo* y es casi impredecible.

Por otra parte, hay problemas asociados a malas prácticas operacionales y se deben a pobres trabajos de cementación primarios que resultan en casings doblados o pobre eficiencia de perforación ya que hay bajas densidades de SPF (Shots per foot) lo cual causa pozos ásperos, adicionalmente a éstos problemas, debe mencionarse las bajas presiones que se encuentran en el fondo del pozo.

Regularmente, en las operaciones realizadas con CT se presentan los mismos problemas mecánicos asociados a la geología de los pozos, la rugosidad del pozo y la severidad de los Doglegs, éstos no permiten el paso de las herramientas mientras que a su vez, al pasar por éstos puntos los picos de fricción aumentan. Por otra parte, otra de las dificultades que se notan aquí, es el *efecto de fricción* del pozo en longitudes largas de CT, para lo cual debe seleccionarse adecuadamente un gel que ayude a disminuir tal problema. Si el problema no logra resolverse a tiempo, puede llevar a desarrollar *tortuosidad* y aún más altas fricciones lo cual hace que el CT quede atrapado y no pueda moverse. El problema de fricción es altamente considerable ya que en el momento en que se realizaron muchas de las operaciones en los campos Cusiana y Cupiagua, se comparó el desempeño del procedimiento real con la simulación previamente hecha usando softwares específicos para CT, el resultado de la comparación mostró una clara inexactitud en los valores pre establecidos de Fricción y otras variables para tales condiciones de campo.

Las *Perdidas en circulación* son otras de las dificultades comunes en las operaciones con CT, especialmente cuando se hace Milling.

Todos éstos problemas hacen que correr CT en Colombia sea un verdadero reto y destaque las operaciones CT como únicas a nivel mundial.

## **2.2 PROBLEMAS PRESENTADOS EN PROYECTOS DE CTD EN COLOMBIA**

En Colombia se han desarrollado ciertos proyectos de perforación utilizando tecnología Coiled Tubing, uno de éstos proyectos fue desarrollado en el piedemonte llanero más específicamente en el campo Cupiagua. Éste fue uno de los primeros proyectos donde se presentaron diversas complicaciones y se dio un reporte de lecciones aprendidas en donde se identificaron cada uno de los inconvenientes presentados como una guía para posteriormente plantear soluciones a los mismos y evitar sobrecostos en tiempo y dinero. Los problemas encontrados se pueden clasificar en ciertas categorías dependiendo del sistema específico o las herramientas usadas. A continuación se resaltarán los principales problemas encontrados durante el transcurso de la operación:

**2.2.1 Problemas relacionados con BHA.** En cuanto a los problemas reportados que se relacionaban directamente con el BHA se hace mención a fallas en las herramientas de BHA debido a que los cables que las conectan no tenían resistencia suficiente a la temperatura.

Algunos de los software Usados durante la operación mostraron resultados numéricos en lugar de resultados gráficos, lo cual dificultó el análisis y la toma de decisiones ya que siempre es recomendable tener a la mano todo el tiempo gráficas de resultados en tiempo real de datos como presiones internas y externas y diferenciales de presión a lo largo del motor.

Se presentaron fallas en herramientas del BHA debido a la falta de inspección o reporte de uso de las herramientas antes de usarse, Se requiere principalmente un reporte sobre el desgaste de los motores. Debe tenerse en cuenta el uso de estándares QAQC.

Otro inconveniente que provocó demoras en el proyecto se dio a causa de falta de selección de herramientas necesarias para realizar operaciones de pesca en locación. Las herramientas para realizar dicho procedimiento son muchas veces limitadas, algunas veces herramientas con longitudes mayores o con mayor resistencia a la tensión.

Durante el procedimiento piloto se dieron dos situaciones donde hubo la necesidad de desconectar el Mud cap drilling (MCD) y por lo tanto los resultados fueron negativos. Las pruebas MCD en superficie siempre son requeridas, así mismo se muestra la falta de un mecanismo de desconexión para proyectos futuros.

**2.2.2 Problemas Relacionados con los motores.** Entre las dificultades relacionadas con los motores, se hace mención a falla del estator y la no compatibilidad de los mismos con los fluidos de perforación usados. Se recomienda el análisis de la selección de motores que resistan altas temperaturas y la reacción con los químicos usados en toda la operación. Igualmente, los inadecuados ajustes de los motores resultaron en la rotura del eje mientras se realizaba una de las operaciones, una vez más se recomienda una buena selección y se requiere que motores con diferentes rangos sean analizados para usarse en locación.

Los motores usados para fluidos en dos fases no presentaron un buen desempeño en algunas de las corridas lo cual represento gastos extra.

Algunas fallas en los motores se dieron debido a la falta de inspección de los mismos, algunos presentaron fallas prematuras, por tanto se hace necesario exigir que éstos motores cumplan con los estándares QA/QC Como mínimo.

**2.2.3 Problemas relacionados con las brocas.** Con respecto a las brocas se usaron varios tipos de las mismas y se encontró que las brocas tricónicas son las más preferibles. Sin embargo, la confiabilidad que se le da a las este tipo de brocas en tamaños pequeños es todavía cuestionable. El problema más común presentado con las brocas fue la pega de las mismas en fondo de pozo, para lo cual se recomienda un buen análisis previo de las mismas, teniendo en cuenta diferentes tipos, modelos y materiales.

Las brocas de tipo Polycrystalline diamond compact (PDC) ni siquiera pudieron usarse en las operaciones registradas debido a su alta probabilidad de pega en las formaciones del piedemonte que por lo general son extremadamente duras, por otra parte, las brocas tipo Bi centrales, parecen ser una buena para penetrar dichas formaciones, es recomendable hacer un análisis del uso de las mismas bajo estas condiciones.

Finalmente, otra de las adversidades registradas en cuanto a las brocas estaba relacionada con la falta de protección de los diamantes incrustados o el uso de brocas sin los mismos. Para proyectos futuros se recomienda el análisis detallado de las brocas a usarse, en especial de aquellas de tipo Bi central con mínima longitud guía del Mill.

**2.2.4 Problemas relacionados al Sidetracking o apertura de ventanas.** El control de la exactitud de profundidad fue pobre para lo cual se recomienda el uso de registros simultáneos tales como el CCL y el GR que permitan la correlación de la profundidad durante la etapa de perforación de ventanas.

Otro de los problemas en ésta categoría fue el diseño pobre de la conexión entre el Mill y el Whipstock y la conexión entre la línea de control y el Whipstock, por esta razón muchas veces la línea de control quedó atrapada en el pozo.

El diseño previo del Mill a usarse es crucial en esta etapa, se recomienda que los diseños tengan en cuenta las condiciones de las herramientas y el pozo con el fin de evitar contratiempos.

Durante el window milling se hizo necesario el uso de un Drill Collar y un Bumper sub, dicha configuración no se había realizado inicialmente lo que representó más tiempo y costos, por lo tanto se recomienda usar esta configuración en futuros proyectos.

Previo al ajuste del Whipstock en fondo de pozo, se realizó un procedimiento de depleción incorrecto. En general, los procedimientos de instalación de Whipstocks necesitaban una revisión ya que en lugar del procedimiento planeado se hacía necesaria de la depleción del BHA con un Sub de circulación en posición abierta y el lubricador superior debería estar abierto al tanque mientras se baja la tubería flexible.

**2.2.5 Problemas relacionados al manejo del BHA.** Estos problemas son más de tipo logístico, sin embargo, el coiled tubing es reconocido a nivel mundial por su fácil uso y sencilla logística, por lo cual es necesario enunciarlos con el fin de evitar complicaciones en proyectos futuros.

En primera instancia, una dificultad presentada en los proyectos nacionales fue el requerimiento de muchos tipos de crossovers, por lo que se recomienda hacer un análisis de las herramientas a utilizar y la conexión que cada una de ellas necesitará.

En los proyectos se decidió utilizar torres tipos Devin para realizar la configuración de los equipos, sin embargo, usando estas torres no pudo hacer un aprovechamiento óptimo del espacio de la locación. Especialmente el espacio que se necesita cuando se realiza la configuración del BHA, por tanto se debe considerar un análisis del tipo de torre a usar en próximos proyectos donde

primordialmente se tenga en cuenta la comodidad y la seguridad para desarrollar cada procedimiento durante el proyecto.

Se hace necesario el uso de Lifting Sub para cada uno de los componentes del BHA, Por lo tanto deben ser previstos por cada compañía y mantenerse en la locación. Igualmente, también se requiere la presencia de máquina de torque hidráulico y partes de repuesto que deben encontrarse ordenadas y con buen mantenimiento en la locación. Durante las corridas se encontró que se estaba trabajando por debajo de las cargas de peso mientras se manejaban BHA muy largos. Para solucionar esto, se recomienda hacer un análisis del uso de grúas con mayor extensión o reducir la longitud del BHA usando correctos crossovers que conectan los jars y los motores.

**2.2.6 Problemas relacionados con los fluidos de perforación.** Los principales inconvenientes a lo largo de las operaciones estuvieron directamente relacionados con el sistema de fluidos.

Al momento de inyectar químicos se llegó a la conclusión de que podría usarse un tanque frac de rotación que manejara los mismos, se recomienda un análisis de los equipos de última tecnología que podrían usarse.

Otra de las cuestiones importantes relacionadas con fluidos fue la propuesta de usar crudo muerto al momento de perforar bajo balance, debe considerarse un análisis de éste enunciado ya que la utilización de éste fluido se vería reflejada en una gran reducción de costos.

El uso de los químicos reductores de fricción fue una complicación en cuanto a que su mala elección pudo haber traído consecuencias como el daño total al estator y la reducción del flashpoint del Diesel usado como fluido de perforación. Debido a esto, se aconseja un análisis de los químicos a usarse para reducir la

fricción dependiendo de los fluidos utilizados y las condiciones tanto del equipo como del pozo.

Después de realizar la operación de matar el pozo, se dio una gran cantidad de pérdidas de circulación y como resultado la producción después de la operación fue pobre. Por tanto, sería adecuado un análisis de píldoras con material sellante que puedan usarse si estas eventualidades vuelven a presentarse.

En el proyecto se evidenció la falta de supervisión a los productos químicos, se debe supervisar que la aplicación de los mismos sea correcta y se debe exigir a los proveedores los materiales apropiados para su manejo y aplicación. La incorrecta aplicación de estos productos resultó directamente en costos elevados.

Se recomienda que para futuras operaciones CTD se haga un análisis sobre el uso de sistemas de lodo libres de sólidos en base a fluidos de agua, aceite mineral o aceite sintético.

**2.2.7 Problemas relacionados con la estabilidad de la formación.** En los proyectos realizados, la inestabilidad de la formación jugó un papel importante durante las actividades en condiciones underbalanced. Por lo cual se aconseja considerar la factibilidad de perforar próximamente siempre bajo condiciones cercanas al punto de fractura u overbalanced, ya que bajo estas condiciones se observó una mejor estabilidad de la formación.

Se recomienda la instalación de un sistema de muestras de arenas en orden de conocer paso a paso que clase de detritos provienen del pozo.

Debido a que las formaciones en el piedemonte llanero son muy inestables, se causaron múltiples casos de pega de tubería, por lo cual se recomienda siempre iniciar futuras operaciones bajo condiciones overbalanced, una vez que se tenga

certeza de que el trabajo con CTD puede ser realizado fácilmente a través de la región de la formación en la que se encuentra, puede emplearse el procedimiento en condiciones underbalanced, de igual manera, una sugerencia especial consiste en realizar las operaciones CTD en las zonas donde las fuerzas tectónicas tengan menor influencia.

### **2.2.8 Problemas de Logística, Organización, estructura de equipos y otros.**

La organización en la locación al igual que el carácter técnico también trae adversidades al desarrollo final del proyecto, ya que una mala organización de personal, equipos, logística, entre otros puede terminar en pérdidas de tiempo y por tanto sumas de dinero muy grandes. A continuación se hizo una recopilación de los inconvenientes ocurridos en la locación durante el desarrollo de operaciones de CTD en campos del piedemonte llanero en Colombia:

- Horarios: Los cambios en la cuadrilla y los horarios de la misma requieren mejor planeación. Discutir y llegar a acuerdos con la compañía de servicios.
- Muestras: Colección de muestras. Production Technology & Services Inc ha creado un colector de muestras que ha trabajado satisfactoriamente.
- Cable de inyección: Se presentaron distintos problemas asociados a daños en el cable y pobre seguimiento durante la inyección del cable. Se deben desarrollar diferentes procedimientos con el fin de prevenir estos problemas.
- Litología: Soporte geológico. La operación de perforación debe estar asistida por este.
- Volumen: Control del flujo de entrada y salida del pozo. Es necesario hacer medición del flujo de todos los fluidos entrando y saliendo del pozo.

- Adquisición de datos: Lag time. Usar un software que tenga la capacidad de calcular lag time con el fin de identificar profundidad y tiempo de toma de muestras de la formación.
- Luces: Línea de luces en la estructura. Revisar y fabricar el mecanismo para montarlo en la estructura.
- Personal: Falta de asistentes en la locación. Definir roles y responsabilidades.
- Procedimientos: Realizar lineamientos generales para cada aspecto de la operación.
- Mantener la condición bajo balance durante la perforación: Esto requiere la comunicación directa entre el manifold de choke y la presión en fondo de pozo para abrir y cerrar el choke en pequeños pasos como sea requerido; Es necesario hacer esto con bajos incrementos y teniendo en cuenta que el tamaño del choke, Tener una válvula de control de presión que mantenga una persona a cargo para coordinar el choke puede aliviar este inconveniente.
- Radios: No hay suficiente dotación para todas las personas, se tiene un PTS, una cabina de coiled tubing, un operador de bomba, nitrógeno, una unidad de filtración, company man. Ofrecer más instrumentación para suplir al tool pusher y al superintendente.
- Plantas de luz: Diferentes fallas en las plantas. Realizar un mantenimiento real y exhaustivo a las mismas u obtener otras nuevas.
- Pantallas: La oficina del company man requiere mejor resolución en las pantallas, además es necesario tener pantallas en buen estado que permitan

reconocer las condiciones de la operación. Solicitar pantallas nuevas a los contratistas.

- Fugas en la válvula de suabeo durante pruebas de BOP'S: Probar la presión de la válvula de suabeo desde el tope durante la acción del árbol de navidad a la torre. Fue hecho en las últimas dos operaciones.
- Problemas con las bombas o con los operadores de las mismas: Uso de dos tipos de bomba Kitty Frac y bombas Cement pumping skid (CPS) evaluando resultados obtenidos con cada una de estas.
- Fallas de Coiled tubing: Pérdida de espesor de la pared, carrete doblado, fracturas de la tubería flexiva, escasez de tensión disponible. Para esto se recomienda tener rieles exclusivos para esta operación, verificar procedimientos de almacenamiento, recalibrar modelos de avance y evaluar el uso de una tubería más resistente.
- Procedimientos de pega de tubería: Mejorar y publicar procedimientos de contingencia frente a este problema. Los cursos de pega de tubería necesitan ser obtenidos antes de reanudar las operaciones.
- Alarmas de control de pozos: Instalar un set de alarmas en la cabina de coiled tubing. Entrenar al personal para mejorar la reacción ante una emergencia de control de pozo.
- Adquisición de datos: Se obtienen todos los datos del pozo pero no archivos de los mismos. Se recomienda usar archivos para poder transferir estos de operación a operación.

- Reportes: Las actividades diarias se recopilan mediante reportes en Excel y se realiza un reporte general del BHA usado. Para mejorar esta compilación de información se incorpora el uso de DIMS, y los reportes deben ser distribuidos a todo el equipo de CTD cada mañana, por otra parte los reportes del BHA deben tener análisis no solo nombrar las herramientas usadas.
- Preparación de la locación y llegada de equipos y personal: Muchas líneas deben ser separadas, volver a su puesto original y volverlas a probar para permitir que los camiones y grúas puedan moverse alrededor de la locación; Una sola grúa es incapaz de mover toda la maquinaria pesada.
- Los contratistas no tienen todo el equipo en la locación a la hora de comenzar el proyecto.
- Información individual de las corridas del BHA no están disponibles en el servidor: Formatos estándar deben ser cargados tan pronto como los datos estén disponibles. Datos valiosos y costosos se ven perdidos debido a que las compañías de servicio no ofrecen datos apropiados ni en el tiempo esperado en la locación.
- Recirculación de fluidos: Durante la perforación de la ventana, es necesario recircular un fluido a un fractank una bomba de transferencia debe estar al alcance para permitir este tipo de operación sin necesidad de cambiar la torre.
- Necesidad de una mejor señal en las oficinas: Las compañías de servicio deben evaluar la calidad y la disponibilidad de equipo requerido.
- Cortadores hidráulicos de CT en locación: Es bueno tener estos en la locación o un fácil acceso de los mismos.

- Nitrógeno o diesel: Se necesita tener la capacidad de derribar cualquier línea con aire en el momento que sea necesario romper una conexión. No es mucho más que un problema con agua en las líneas, pero puede ser mucho más complicado con diésel. Esto puede ser estándar en la plataforma.
- Comunicaciones: Considerar el uso de radios auriculares para el personal en áreas con alto nivel de ruido, pues durante operaciones de perforación, estimulación y bombeo, es complejo para estos manejar señales en sus manos por criterios de seguridad.
- Hojas Rate of penetration (ROP): Los perforadores deben usar estas pues ayudan a identificar cambios en las condiciones del pozo, además de monitorear los efectos del estado bajo balance (underbalanced) en estas formaciones. Además de obtener una buena comparación entre CT UBD y UBD convencional.
- El retiro del panel de control de pozo es lento e incómodo, el RU fue un poco afectado: Este panel debe ser removido en la primera oportunidad posible. Los operadores del pozo necesitan estar mucho más relacionados con operaciones CT UBD los integrantes del grupo CT UBD deben asegurarse de esto.
- La operación inicial de matar el pozo no fue completamente exitosa en cuanto a disponer la columna estática de fluido hasta la superficie: Diseñar una píldora para matar poco perjudicial si es necesaria o aislar intervalos de producción con empaques recuperables.
- Preparación del lugar: Construcción y localización de un skimmer, además de intervenciones necesarias y pruebas de presión para asegurar la integridad y el acceso al pozo.

- Pesca: Las herramientas de pesca para CTD deben estar disponibles como contingencia en el país.
- Ruptura de CT en la superficie: Evitar dos fases de diésel al bajar el CT. El CT es separado del riel con Nitrógeno y agua, una advertencia que requiere atención. Esto podría llegar a ser desastroso si el nitrógeno y el diésel estuvieran en la tubería como fue planeado. Esta mezcla necesita excelentes niveles de HSE y seguimiento.
- Base de datos inapropiada para determinar tiempos no productivos: En estos pozos estos son bastante altos y además no es posible saber qué sucede operacionalmente, es necesaria una base de datos DIMS que permita suplir esta necesidad simultáneamente.

### **3. PROBLEMAS DE MAYOR REPERCUSIÓN EN LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE SIDETRACK EN OPERACIONES DE COILED TUBING EN COLOMBIA**

Anteriormente fueron clasificados los diferentes inconvenientes que se han presentado durante el desarrollo de ciertas operaciones CTD en el país. En el momento de hacer un análisis profundo a los problemas más relevantes en los proyectos realizados en el país, además de comparaciones con pozos correlación en otros países donde se ha aplicado la misma tecnología, se han encontrado que hay ciertos problemas principales los cuales son la raíz de muchos de los inconvenientes aquí presentados, por tanto es necesario hacer un enfoque en dichos problemas principales y plantear soluciones con base a investigaciones científicas realizadas alrededor del mundo. Una vez se optimicen técnicamente las operaciones con el fin de solucionar los problemas de mayor repercusión, las soluciones a los demás inconvenientes presentados serán de un grado de complejidad mucho menor y serán mucho más específicos de acuerdo a las condiciones de cada proyecto e independientemente de la región donde se realice.

#### **3.1 ANÁLISIS DE PROBLEMAS DEBIDO AL TRASPORTE DE CORTES DE PERFORACIÓN EN OPERACIONES DE SIDETRACK CON COILED TUBING DRILLING**

A pesar del auge que ha tenido el desarrollo de la tecnología CTD, uno de los retos que aún se presenta con el uso de la misma es un efectivo transporte de cortes de perforación, especialmente en pozos desviados. En perforación convencional, la rotación de la sarta mantiene los cortes en suspensión, sin embargo, no hay rotación el CTD por lo cual no es posible lograr esta condición. Se ha planteado que las Perforaciones Underbalanced con CT ayuden a solucionar dicho problema al permitir el flujo a través del anular y este ayuda a

transportar los cortes a superficie, aun así, montones de cortes de perforación quedan remanentes en los lugares donde se presentan las curvaturas del pozo y esto hace que siga siendo un gran problema. Sin Duda, la selección del lodo a usarse dependiendo de la operación, especialmente aquellas operaciones Through Tubing, juega un papel esencial para asumir éste gran problema. Para seleccionar un lodo adecuado debe tenerse en cuenta que el mismo brinde alta lubricidad para un alto alcance horizontal, buena estabilidad del pozo, daño mínimo a la formación, Bajo contenido de Sólidos para así aumentar la ROP y disminuir la fricción, alta remoción de cortes por pequeño volumen de lodo, control de pérdidas de fluido para prevenir pegas diferenciales, compatibilidad con elastómeros, Transporte adecuado de cortes y finalmente, baja presión de fricción que permita tasas de flujo máximo con mínima fatiga del CT.<sup>16</sup>

De los anteriores parámetros, los dos últimos son cruciales y serán aquellos que se analizarán a continuación con el fin de plantear soluciones al problema relacionado con un efectivo transporte de cortes a superficie, especialmente en operaciones Through Tubing ya que en ellas es donde se encuentra la mayor cantidad de contratiempos que representan los mayores costos debido al inconveniente aquí mencionado.

Generalmente, hay una gran relación entre la viscosidad y la rata de flujo y la capacidad de remoción de cortes de perforación. Ambos parámetros contribuyen para remover los cortes hacia superficie y a su vez ayudan a disminuir las pérdidas de presión por fricción en el Coiled Tubing y en el espacio anular.

Sin embargo, La tasa de flujo disponible para la limpieza del pozo con CTD es limitada por la presión en superficie y la rata de flujo que produce el motor de fondo del BHA.

---

<sup>16</sup> C.C. Clement, J.J. Duenas, E. Junca, O.E. Arciniegas; Running Coiled Tubing in Colombia, Living on the Edge; SPE 60740; Houston, Texas

Tradicionalmente en operaciones CTD, para limpiar el pozo con fluidos no densificados y no viscosos se recomienda usar una velocidad de 50 Ft/min en pozos verticales y de 100 Ft/min en pozos horizontales. Se definen estos parámetros los cuales son mucho más bajos que los usados en perforación convencional ya que en CTD el WOB es mucho menor y las RPM a las que trabaja la broca son mucho mayores, lo cual resulta en cortes de perforación más finos y pequeños. Al usarse fluidos viscosificados pueden reducirse considerablemente las velocidades anulares. Otra regla tradicional en CTD sugiere que la velocidad anular para pozos verticales debe ser dos veces más grande que la velocidad de caída de los cortes, claramente, cuando los fluidos que se usan son de alta viscosidad y los cortes son finos, se usan velocidades más bajas. Estas reglas suelen tenerse en cuenta para toda la operación de CTD, sin embargo, no tienen en cuenta la física del comportamiento de los fluidos en pozos altamente desviados y por esta razón no pueden brindar una guía acertada sobre las condiciones necesarias para una correcta limpieza de pozo por lo cual se necesita un análisis más detallado de tal comportamiento.

Debe tenerse en cuenta que el diseño de fluidos en CTD es muy diferente al realizado con la perforación convencional, en CTD se deben examinar más cuidadosamente los mecanismos de limpieza de pozo en diferentes geometrías, ya que este es el principal problema en ésta operación en particular. Se debe buscar optimizar tanto las propiedades reológicas como las tasas de bombeo. Dependiendo de las geometrías, las más complicadas de limpiar son:

- Geometría en Anular de hueco abierto cerca de la broca y típicamente a una alta inclinación.
- Geometría en Anular del Casing en la parte superior del pozo y típicamente a una inclinación baja.<sup>17</sup>

---

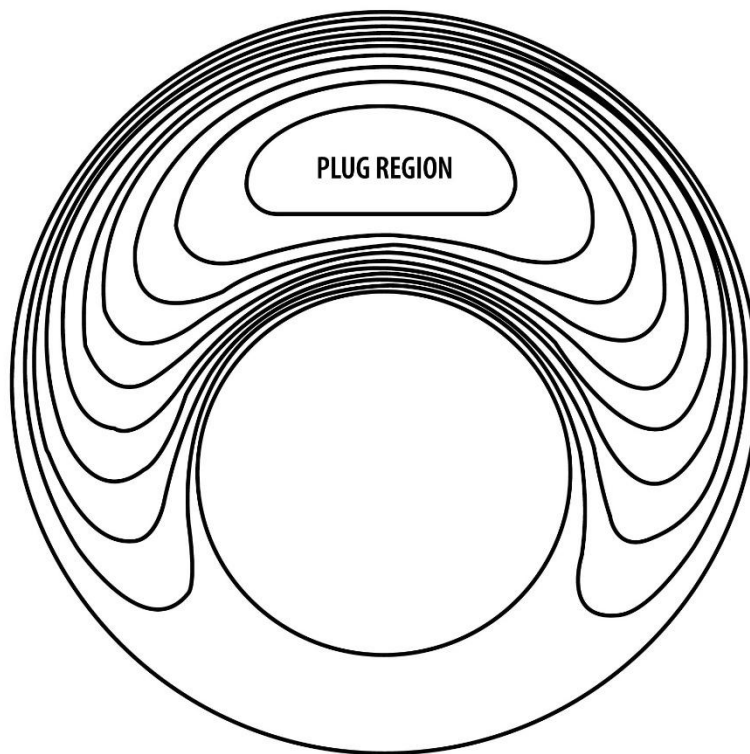
<sup>17</sup> L.J Leising, SPE and I.C. Walton, SPE Schlumberger Dowell; Cuttings transport Problems and Solutions in CTD; SPE 39300; Dallas, Texas, 2002.

### 3.1.1 Técnicas de limpieza de pozo en CTD.

**3.1.1.1 Fluidos tipo gel de alta viscosidad con flujo laminar.** Al usar éste tipo de fluidos se observa que cerca de las paredes de pozo la tasa de corte es alta y la viscosidad es relativamente baja mientras que en la región central la tasa de corte es baja y la viscosidad es alta. Esto se debe a que en esta técnica, el índice de la ley de potencia  $n$  es bajo, (Generalmente 0.2) lo cual produce en este caso un perfil de velocidad de flujo laminar que es mucho más plano en la región central comparado con fluidos que tienen altos valores del índice de la ley de potencia  $n$ .

En ésta técnica el problema viene cuando se forma un espacio anular excéntrico con una región estrecha y con una región de plug tal como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Contorno de velocidad para un fluido en un espacio anular excéntrico



*Fuente: L.J Leising, SPE and I.C. Walton, SPE Schlumberger Dowell; Cuttings transport Problems and Solutions in CTD*

En este espacio anular con dicha técnica, los fluidos que tienen un bajo índice de ley de potencia  $n$  difícilmente pueden limpiar el pozo ya que el fluido prefiere irse por la región plug que es más ancha en el anular y de ésta manera se pierde la capacidad de suspensión de cortes que el fluido tenía en un inicio.

Debido al problema anteriormente mencionado, debe analizarse cuidadosamente qué tan alta debe ser la viscosidad con el fin de que provea una buena remoción de cortes en las geometrías anteriormente mencionadas. De la misma manera, debe analizarse cuál sería la correcta tasa de bombeo que puede limpiar el pozo adecuadamente y la reología del fluido siempre y cuando esté entre los requerimientos del motor y las limitaciones de presión de la tubería flexible.

En ésta técnica, pueden calcularse las distancias a las que los recortes pueden ser transportados, dependiendo de parámetros que afectan dicha longitud, tal como se muestra a continuación:

$$L_t = \frac{18K\lambda^{n-1}}{(\rho_p - \rho_f)gd_p^2 \sin\theta} U^n (D_o - D_i)^{2-n},$$

Puede reescribirse la ecuación en términos de la rata de flujo de la siguiente manera:

$$L_t = \frac{18K\lambda^{n-1}(4/\pi)^n}{(\rho_p - \rho_f)gd_p^2 \sin\theta} \frac{Q^n (D_o - D_i)^{2-2n}}{(D_o + D_i)^n},$$

Donde:

$L_t$ = Distancia que el corte es arrastrado por el fluido, m

$K$ = Índice de consistencia, eq. cP

$U$ = Velocidad anular promedio del fluido, m/s

$\rho_p$ = Densidad de la partícula, kg/m<sup>3</sup>

$\rho_f$ = Densidad del fluido kg/m<sup>3</sup>

$g$ = Aceleración causada por la gravedad m/s<sup>2</sup>

$d_p$ = Diámetro de la partícula, m

$\theta$ = Inclinación del pozo desde la vertical,

$D_i$ = Diámetro interno de por donde pasa el fluido, m

$D_o$ = Diámetro externo de por donde pasa el fluido, m

$Q$ = Rata de flujo

$\lambda$ = Radio efectivo de corte

$n$ = Índice de la ley de Potencia<sup>18</sup>

La longitud de transporte de cortes es diferente en cada sección del pozo debido a los cambios en viscosidad y distancia de caída.

En el caso de la primera técnica usada, para fluidos que son tipo gel donde el valor de  $K=10000$  eq.cP, en la sección del anular del hueco abierto, los cortes son removidos una distancia de 200 ft antes de que queden asentados como una cama de cortes. En muchos pozos, estos cortes no pueden ser sacados de la sección horizontal y allí es donde surgen los más grandes problemas en la operación de CTD. Se busca que los cortes puedan ser transportados distancias suficientes con tal de que lleguen a la sección vertical donde el transporte no tiene muchos inconvenientes.

Entre más viscoso sea el fluido tipo gel, por ejemplo  $K=30000$  eq.cP, las partículas pueden transportarse una longitud mayor, sin embargo, aún se duda si puede limpiarse la sección horizontal anular por completo. Por otro lado, Altas ratas de bombeo no representan muchas mejoras para remover los cortes, por ejemplo al analizar datos reales, se muestra que los resultados de bombes a 5 BPM no tienen mucha diferencia a aquellos cuando se bombea a una rata de 3 BPM. En cualquier caso, es muy complicado que se puedan lograr altas ratas de bombeo en operaciones de CTD.

---

<sup>18</sup> L.J Leising, SPE and I.C. Walton, SPE Schlumberger Dowell; Cuttings transport Problems and Solutions in CTD; SPE 39300; Dallas, Texas, 2002.

Las ecuaciones anteriormente mostradas muestran que entre menor sea el tamaño de la partícula a transportar, mayor será la longitud que pueda removerse. Por tanto se busca que en CTD se usen principalmente Brocas PDC, con bajos WOB y altas velocidades en los motores de fondo, de esta manera se producen cortes muy finos que son fácil de remover hacia la superficie. Un gran inconveniente sucede cuando se usan brocas tricónicas en formaciones suaves o mientras se perfora Underbalanced ya que se producen cortes mucho más grandes que quedan en una cama de recortes en fondo de pozo y para ser removidos necesitan de Whipper trips. Afortunadamente cuando se perfora Underbalanced, el flujo constante desde la formación ayuda en gran manera a retirar muchos cortes asentados en camas en las diferentes secciones del pozo. Otro punto a analizar es la relación inversa entre la partícula y la densidad del fluido, en consecuencia, fluidos con alta densidad ayudarán a mejorar la limpieza del pozo y en especial a hacer flotar los cortes para después ser removidos.

**3.1.1.2 Fluidos de viscosidad media en flujo laminar y turbulento.** Cuando se usan éste tipo de fluidos en pozos inclinados, los cortes perforados caen rápidamente al fondo del pozo y se asientan formando camas de cortes. Incrementar la viscosidad ayuda a que la velocidad de asentamiento se reduzca y que se tome más tiempo para que se produzcan esas camas de asentamiento de cortes, sin embargo el aumento de viscosidad por sí solo no puede evitar que dichas camas se formen.

El uso de esta técnica tiene varias implicaciones:

- Con fluidos de baja a media viscosidad la limpieza de las camas asentadas de cortes en el pozo es ineficiente.
- En éstas condiciones es muy difícil hacer una predicción de la rata de flujo eficiente para remover los cortes de las camas asentadas, por esta razón, al mantener ésta viscosidad en flujo laminar los cortes inevitablemente van a asentarse en el pozo en forma de camas.

En perforación convencional, la limpieza del pozo podría lograrse en flujo laminar debido a que la agitación de la sarta recircula los cortes hacia la superficie, sin embargo, en CTD no hay agitación mecánica (excepto cuando se hacen Whipper trips) y se debe analizar el rol que juega la turbulencia para mantener las partículas en suspensión.

**3.1.1.3 Fluidos de baja viscosidad en flujo turbulento.** Como se señaló anteriormente, esta técnica que incluye los fluidos en flujo turbulento provee una mayor limpieza de pozo en pozo de alta inclinación. Esta es la condición óptima para remover los cortes, esto se logra si se tiene una rata de flujo adecuada en todas las áreas del pozo. Por lo general, se requieren ratas de flujo que son consideradas altas para poder limpiar el pozo a través de flujo turbulento, el agua no podría ser bombeada a ratas mayores de 5 BPM y aun así esta rata es insuficiente para poder limpiar el pozo adecuadamente, por lo tanto se han desarrollado biopolímeros tales como el Xanthan el cual ofrece una reducción de arrastre en el flujo turbulento y puede usarse a las adecuadas ratas necesarias para la limpieza.

### **3.1.2 Consideraciones importantes sobre el transporte de cortes a superficie en CTD.**

- Para un anular en hueco abierto que esté en la sección horizontal, el fluido óptimo de limpieza sería un gel de baja viscosidad, tal como el Xanthan de 0.5 lbm/bbl, el cuál requeriría una rata de aproximadamente 2BPM en pozos de 3.75 in para remover todos los cortes y prevenir la formación de camas asentadas de cortes. Esta rata de bombeo se encuentra entre las limitaciones requeridas para operar de manera segura con la tubería flexible y la capacidad de los motores.
- Bombear un gel de alta concentración a una rata de bombeo segura daría como resultado una pobre limpieza de pozo en el anular abierto debido a que la rata de

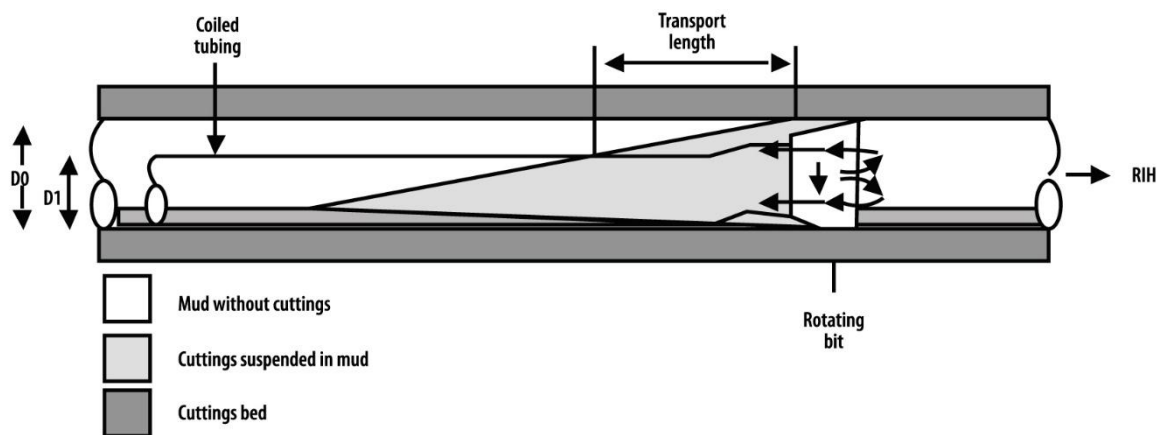
bombeo sería muy baja como para establecer el flujo turbulento y la tasa de corte sería muy alta como para establecer un tapón viscoso considerable.

- Los geles débiles por otra parte, podrían brindar una buena limpieza en el anular del casing al usarse en flujo turbulento, sin embargo, a profundidades mayores de 10000 ft, la limpieza no puede darse ya que las tasas de bombeo requeridas para formar dicho flujo son prácticamente imposibles de alcanzar.
- En pozos someros y con tubing anchos, el flujo turbulento puede alcanzarse y puede limpiarse el pozo usando fluidos altamente viscosos a una baja tasa de bombeo, por ejemplo podría usarse el Xanthan de 4lbm/bbl a una tasa de bombeo de 2 BPM.
- La técnica que sería más recomendable sería perforar con geles de baja viscosidad a una tasa de bombeo suficiente para alcanzar el flujo turbulento hasta llegar a la sección que tiene el espacio anular más ancho, después de esto debería realizarse un Whipper trip con un gel más viscoso que limpie los cortes hacia la sección vertical, una vez que ellos están en la sección vertical, su transporte no va a presentar mayor problema.
- Incrementar el tamaño de la tubería flexible provee una doble ventaja ya que es más fácil limpiar el espacio anular del hueco abierto y por otra parte reduce las pérdidas de presión por fricción, lo que da lugar a que tasas de bombeo más altas puedan alcanzarse, el espacio anular sea más estrecho, se incremente la intensidad de turbulencia y se reduzca la tasa de bombeo requerida. El tamaño del CT es generalmente limitado a usarse por el peso y por consideraciones de transporte.
- Es muy probable que se formen asentamientos en forma de camas de cortes en pozos que tienen ángulos moderados o de alta inclinación, la inclinación que es

crítica y en la cual ocurren mayores problemas por limpieza de cortes es cerca de 65 grados, aquí se producen las camas de cortes más grandes y gruesas que permiten deslizamiento de partículas al fondo del pozo. Entre 30 y 65 grados, se considera un poco menos peligroso en el sentido de que se deslizaran partículas igualmente pero las camas de cortes serán mucho más finas y delgadas.

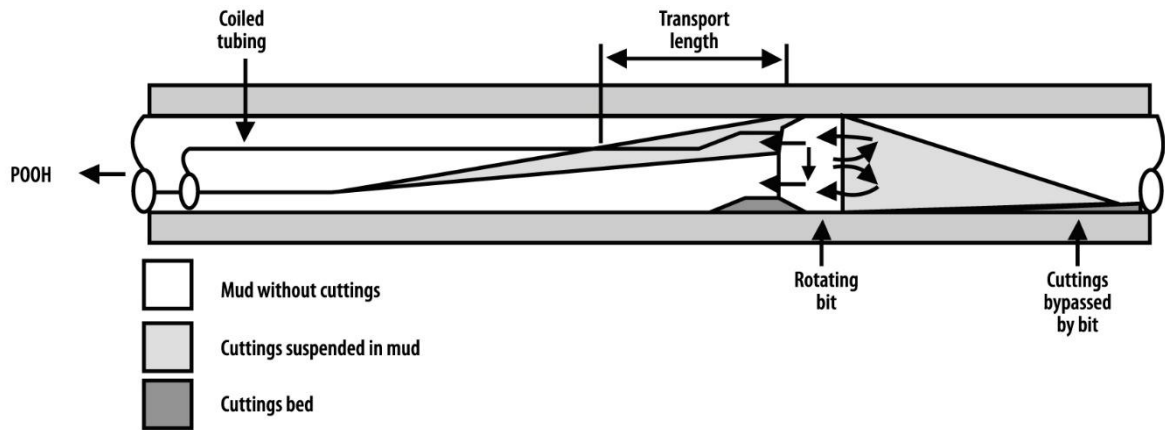
- Uso de Whipper Trips mientras se perfora: un Whipper Trip consiste simplemente en halar el BHA hacia atrás a cierto punto y desde allí volver a perforar hasta el fondo cuantas veces sea necesario. Estos viajes se hacen por diferentes razones a las de limpieza del pozo, sin embargo, cada vez que se realizan ayudan a resolver problemas de transporte de cortes.
- Los problemas de asentamiento de cortes en camas usualmente ocurren en la sección de construcción de ángulo, incluso debe tenerse cuidado cuando se está haciendo Pulling (POOH) y RIH en la sección de construcción ya que el BHA puede entrar en la cama de cortes asentada y corre el riesgo de quedarse pegado. Debe tenerse mucha precaución especialmente cuando se está operando en ángulos entre 30 y 65 grados de inclinación.

Figura 29. Mezcla de cortes de perforación mientras se realiza POOH



Fuente: L.J Leising, SPE and I.C. Walton, SPE Schlumberger Dowell; Cuttings transport Problems and Solutions in CTD

Figura 30. Mezcla de cortes de perforación mientras se realiza RIH



Fuente: L.J Leising, SPE and I.C. Walton, SPE Schlumberger Dowell; Cuttings transport Problems and Solutions in CTD

- Los cortes en Operaciones Underbalanced son generalmente más grandes que en Overbalanced, pero esto no supone un problema, en operaciones underbalanced no se muestran mayores problemas de transporte de corte en las secciones horizontales, sin embargo, los problemas se muestran cuando se realizan la secciones de construcción de ángulo que generalmente alcanzan la inclinación crítica entre 30 y 65 grados. Para mejorar el transporte de cortes con fluidos multifase como los que se usan en UBD, puede agregarse de un 10% a 20% de volumen de gas para incrementar la calidad de transporte de cortes.

### 3.2 ANÁLISIS DE PROBLEMAS DEBIDO A VIBRACIONES DURANTE OPERACIONES DE PERFORACIÓN CON COILED TUBING

Durante la última década el incremento de operaciones de Sidetrack para la perforación de pozos laterales a partir de un pozo ya existente ha aumentado considerablemente a nivel mundial, haciendo un estudio general de dichas aplicaciones, ha podido observarse que hay una relación en la cual se evidencia

que aquellas operaciones han sufrido un daño de herramientas de fondo de pozo debido a las vibraciones. El daño de las herramientas ha sido tan común que incluso llega a considerarse como algo rutinario.

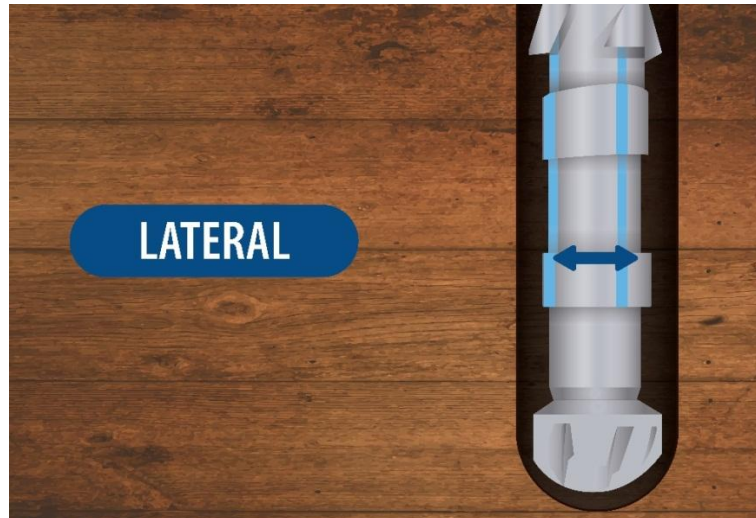
Las operaciones en Colombia no son la excepción, las vibraciones afectan en gran medida las herramientas utilizadas, generalmente los principales problemas se dan en el BHA y las brocas. Estos problemas conllevan a grandes sumas de tiempo y dinero en pérdidas por lo cual es necesario el análisis de los mismos con el fin de encontrar posibles alternativas que mitiguen las frecuencias de vibración que tanto daño hacen a la operación.

Muchos estudios se han realizado en cuanto al tema, es por eso que a continuación se hará un análisis en el cual se exponen los principales resultados de las investigaciones más relevantes que pueden usarse como ayuda para disminuir las pérdidas de tiempo y dinero a causa de éste común problema en operaciones futuras.

**3.2.1 Tipos de vibraciones presentes durante una operación de Perforación con Coiled Tubing.** Durante una operación de perforación utilizando Coiled Tubing se consideran varios tipos de vibración que pueden presentarse de manera independiente o pueden presentarse todos juntos durante la misma operación, la identificación apropiada del tipo de vibración en la operación es esencial con el fin de encontrar la solución adecuada. Las clases de vibraciones que pueden ser encontradas en la práctica son:

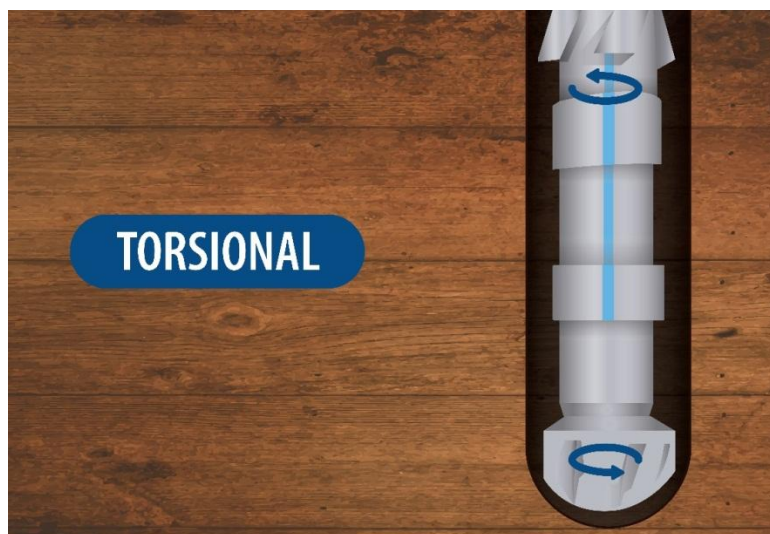
**3.2.1.1 Vibraciones laterales.** La vibración del Coiled Tubing se da para adelante y para atrás perpendicular a su eje, éstas resultan a causa del movimiento del BHA de un lado a otro en el pozo.

Figura 31. Vibraciones Laterales



**3.2.1.2 Vibraciones Torsionales.** En este tipo de vibración el Coiled Tubing rotacionalmente vibra de la misma manera que un motor de fondo haría vibrar tubería convencional si la broca estuviese haciendo un movimiento de Stick/Slip. Resulta por la detención momentánea o disminución de velocidad de rotación de la broca. Como consecuencia, este tipo de vibración puede fácilmente fatigar el BHA o la Tubería.

Figura 32. Vibraciones torsionales



**3.2.1.3 Vibraciones axiales.** Se produce la vibración del CT a lo largo de su eje de la misma manera como si un martillo de fondo hiciera vibrar la tubería en perforación convencional, es decir la broca empieza a rebotar y transmite la fuerza del choque por toda la tubería flexible, como resultado el WOB aumenta y decrece de manera armónica. Las consecuencias de este movimiento son brocas quebradas, daño en BHA de fondo y ROP lentas.

Figura 33. Vibraciones axiales



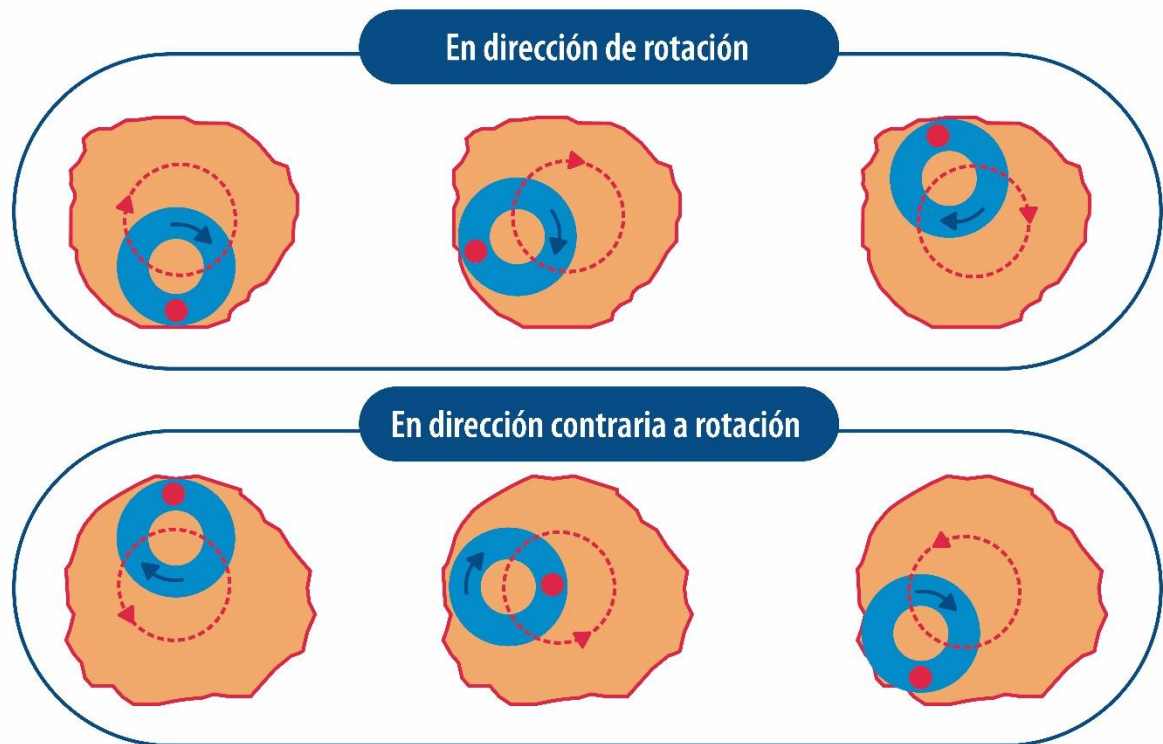
**3.2.1.4 Vibraciones tipo WHIRL.** Se da por la inestabilidad de la tubería flexible, fuerzas actuando en el BHA, Mal ajuste de RPM o un pozo ensanchado. Es muy probable que Un Pozo que contenga bastante espacio lateral sufra de éste tipo de vibración el cual se puede dar en tres direcciones diferentes: 1) En dirección a la rotación de la tubería, 2) En contra de la dirección de rotación de la tubería y 3) De manera Caótica, es decir en una dirección aleatoria.

La vibración WHIRL que va en dirección a la rotación de la tubería puede fácilmente destruir las brocas y los BHA.

La vibración WHIRL que va en contra de la dirección de rotación puede fatigar y romper las conexiones del BHA rápidamente y también causar Washouts.

La vibración WHIRL que se presenta de manera caótica puede ocurrir cuando se cambian las tasas de RPM constantemente. Por lo general se da cuando se opera con brocas de PDC Debido a su acción de corte agresiva y no simétrica la cual desplaza la broca de su centro de rotación y permite que esta se mueva sin control.<sup>19</sup>

Figura 34. Tipos de Vibraciones WHIRL



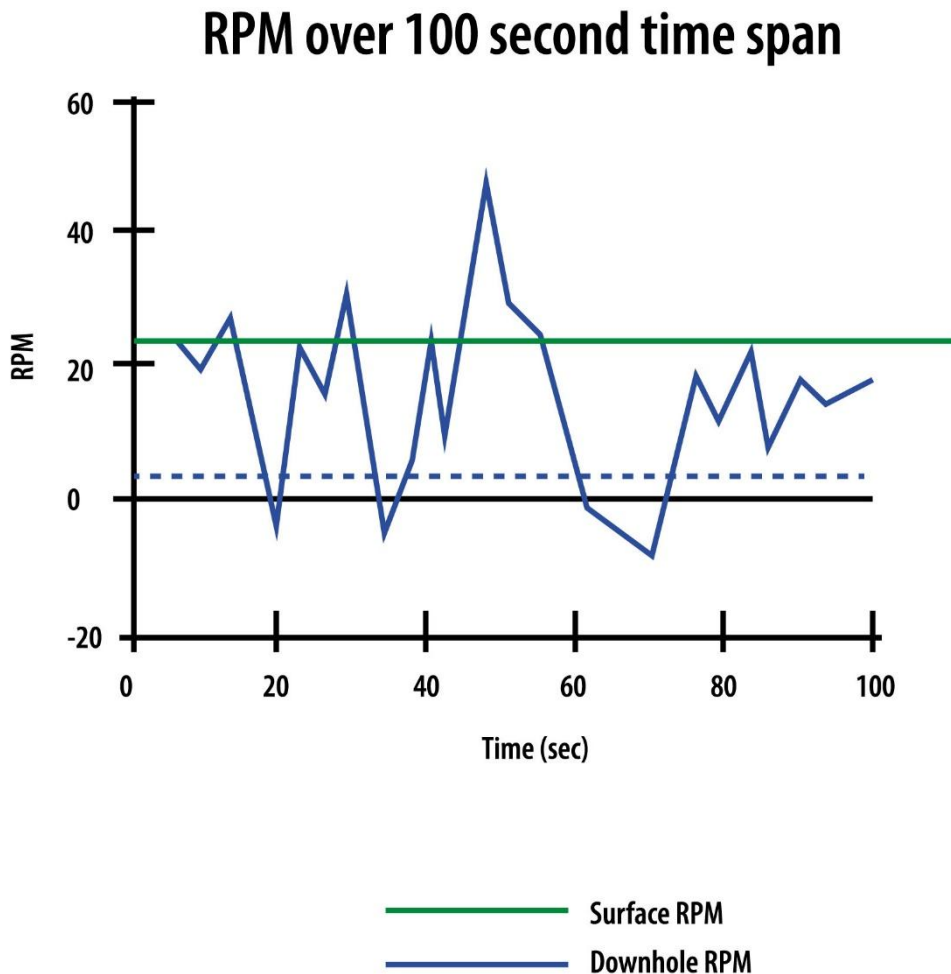
Fuente: Modificada de Drillstring Vibrations and Vibration Modeling; Schulmberger; 2010

**3.2.1.5 Vibraciones Stick/Slip.** Este tipo de vibración se presenta como un movimiento de rotación no uniforme de la tubería flexible, el BHA rota por un

<sup>19</sup> Theory of Vibrations with Applications, Cuarta edición, W.T. Thompson, ISBN 0412783908

momento lentamente y luego acelera sin control alguno, éste movimiento se repite una y otra vez. Este tipo de vibración puede hacer que las conexiones entre las herramientas del BHA se desconecten o incluso se rompan, además, también causa daños severos a las brocas y a la tubería flexible.<sup>20</sup>

Figura 35. Presencia de vibraciones Stick Slip en pruebas de campo reales



Fuente: Modificado de Drillstring Vibrations and Vibration Modeling; Schulmberger; 2010

**3.2.2 Análisis de vibraciones en fondo de pozo.** Es un hecho que la vibración producida en la Tubería flexible juega un papel muy importante a la hora de

<sup>20</sup> Jardine, S., Malone, D., and Sheppard, M.: "Putting a Damper on Drilling's Bad Vibrations", Oilfield Review January 2004

determinar las causas de fatiga excesiva en los componentes del BHA, lo cual termina en fallas del equipo de fondo de pozo. Para mitigar este inconveniente se hace necesaria la cuantificación real del mismo para lograr esto, diversos estudios con datos de campo reales se han llevado a cabo con el fin de llegar a una metodología en la cual se especifiquen las recomendaciones para minimizar los efectos destructivos de las vibraciones en la perforación utilizando Coiled Tubing.

***Detección de vibraciones en pozos con Sidetracking en Prudhoe Bay.*** Con la hipótesis planteada de que las fuertes vibraciones eran las principales fuentes de fatiga a las herramienta de fondo de pozo, T.S Flynn junto con B. Jann<sup>21</sup>, realizaron pruebas para monitorear la vibración real Usando collares DDS (Sensores dinámicos en la tubería flexible). Estos sensores pudieron efectivamente monitorear las aceleraciones laterales, axiales y torsionales. El análisis se realizó en múltiples corridas a lo largo de la extensión del campo de estudio con el fin de especificar los puntos clave en los cuales se mostraban los intervalos de vibración críticos. Finalmente, los resultados podrían ser generalizados a la mayoría de operaciones CTD, además tales resultados podrían ser de gran ayuda para la mitigación de fuentes de excitación que podrían generar WHIRL, así mismo, ésta información detallada podría ser usada para la modificación de brocas buscando así la virtual eliminación del WHIRL, para modernizar Componentes MWD y para renovar prácticas de perforación de parte de las empresas operadoras.

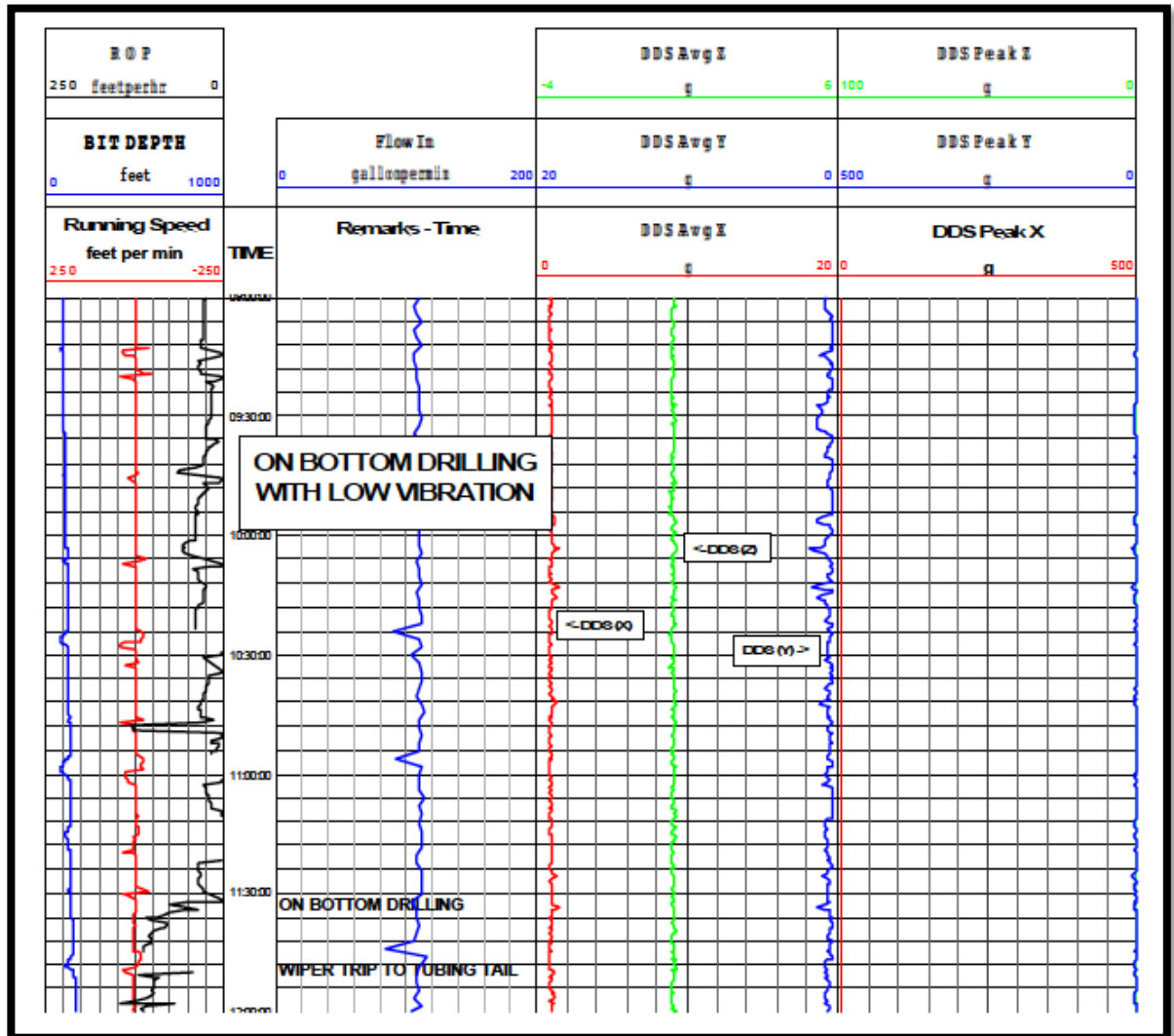
**3.2.2.1 Caso 1: Incremento de vibraciones debido al tamaño del pozo.** Las pruebas de campo se realizaron usando una broca Bi centrada de 4.125" para perforar los primeros 1000 ft, luego se utilizó una broca PDC convencional de 3.75" para finalizar los últimos 1000 ft. El DDS fue ubicado 60 ft detrás de la broca para monitorear las vibraciones en toda la tubería flexible a lo largo del pozo. La

---

<sup>21</sup> T.S. Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay, SPE 60751, Abril 2008, Houston, Texas, USA

sección perforada con la broca Bi centrada reportó resultados mostrados en la figura 36, los cuales indican bajos niveles de vibración:

Figura 36. Resultados DDS para prueba realizada con broca Bi centrada 4.125"

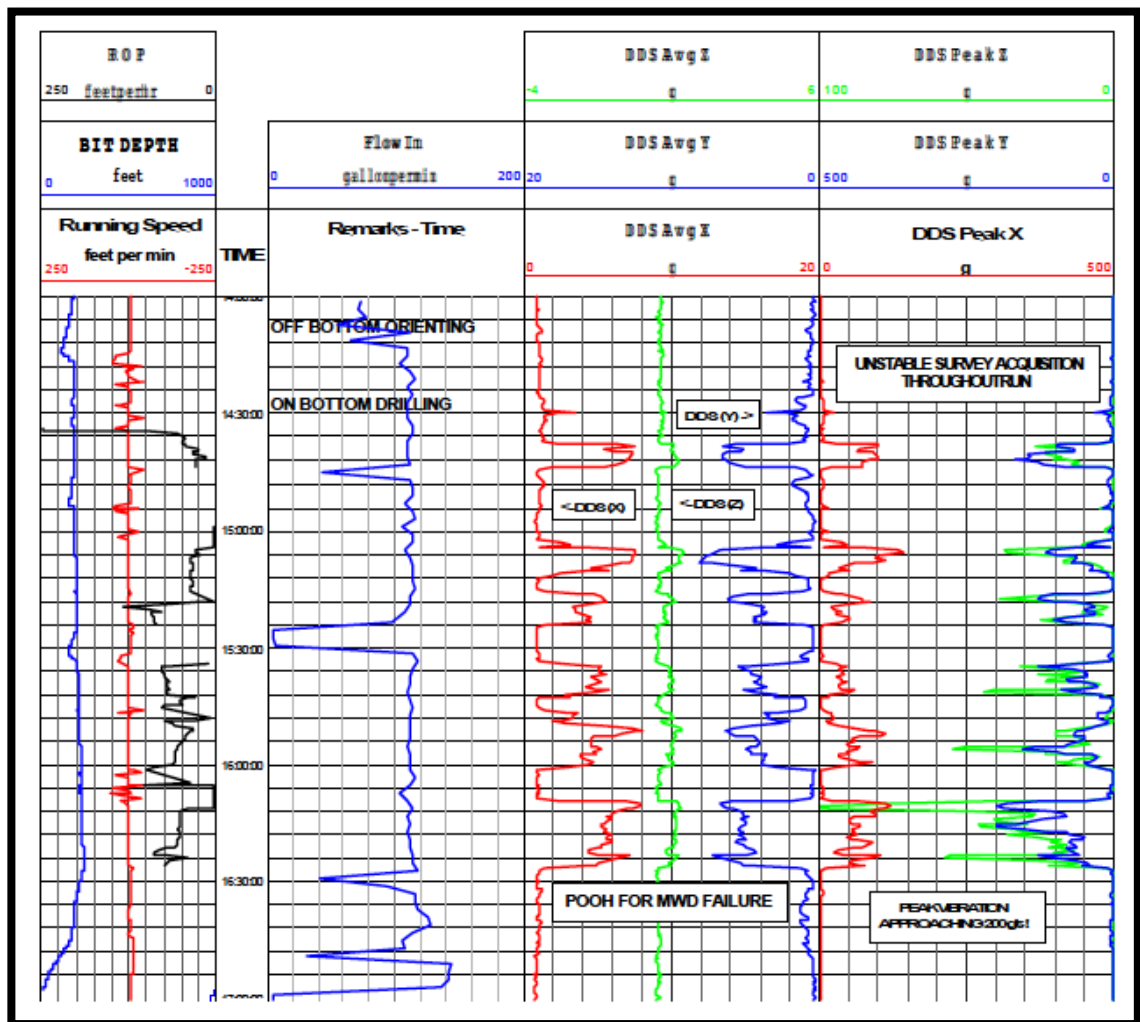


Fuente: T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2008; Houston, Texas, USA.

La segunda sección que inició perforándose con la broca PDC 3.75" reportó bajos niveles de vibración al comienzo, sin embargo luego de aproximadamente dos horas, se reportaron fallas en el MWD lo cual requería un viaje a superficie, el

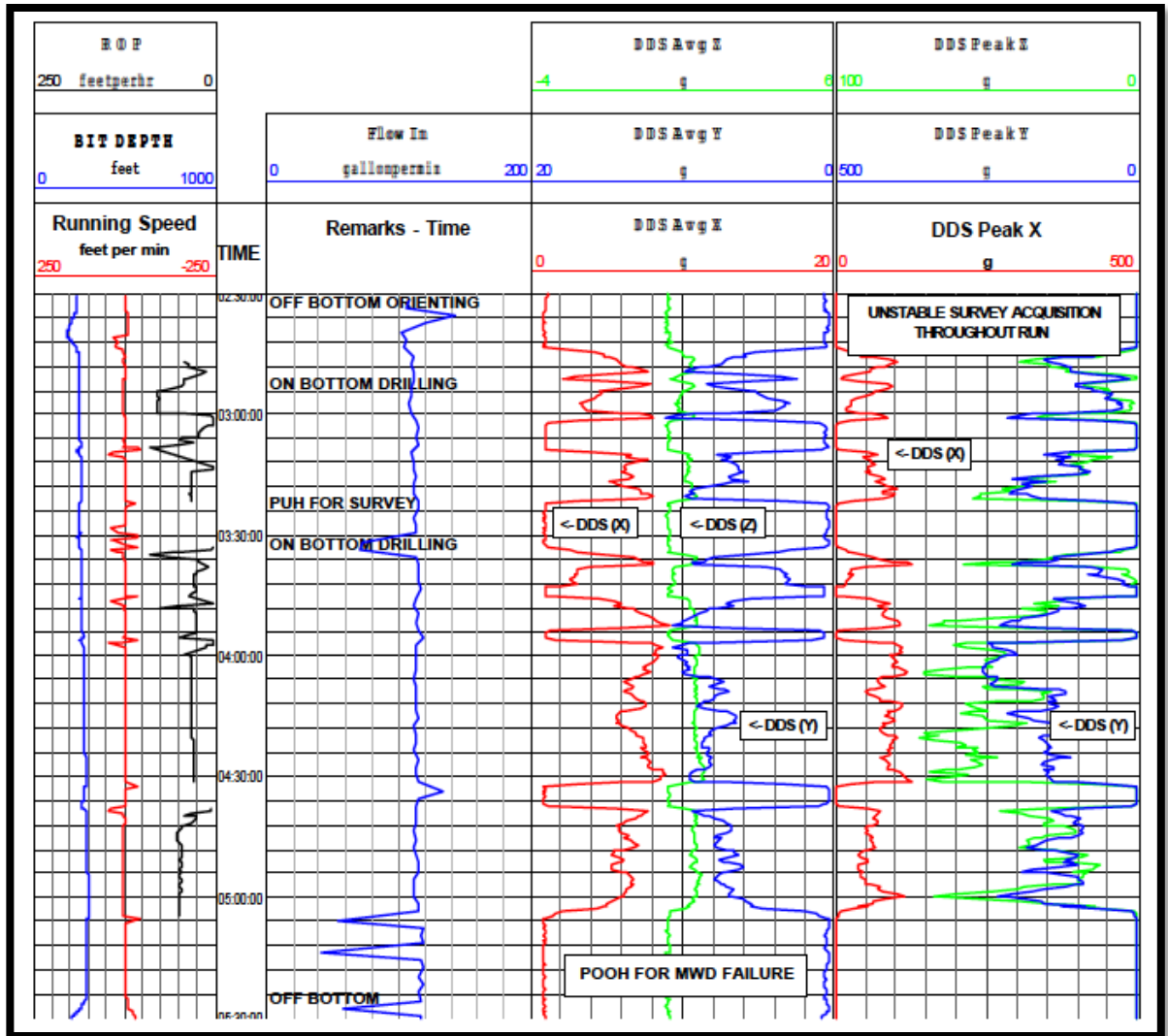
DDS confirmó que vibraciones excesivas y destructivas tomaron lugar mientras la broca se encontraba en el fondo del pozo. Se intentó Un segundo viaje usando la broca PDC 3.75" donde luego de dos horas más de perforación se volvieron a presentar fallas en el MWD y una vez más, los resultados DDS confirmaron que las fallas se dieron a causa de las excesivas vibraciones mientras la broca se encontraba en pozo, las figuras 37 y 38 muestran el comportamiento de las aceleraciones en todas las direcciones durante las dos corridas mencionadas.

Figura 37. Resultados DDS para la primera prueba realizada con broca PDC 3.75"



Fuente: T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2008; Houston, Texas, USA.

Figura 38. Resultados DDS para segunda prueba realizada con broca PDC 3.75"



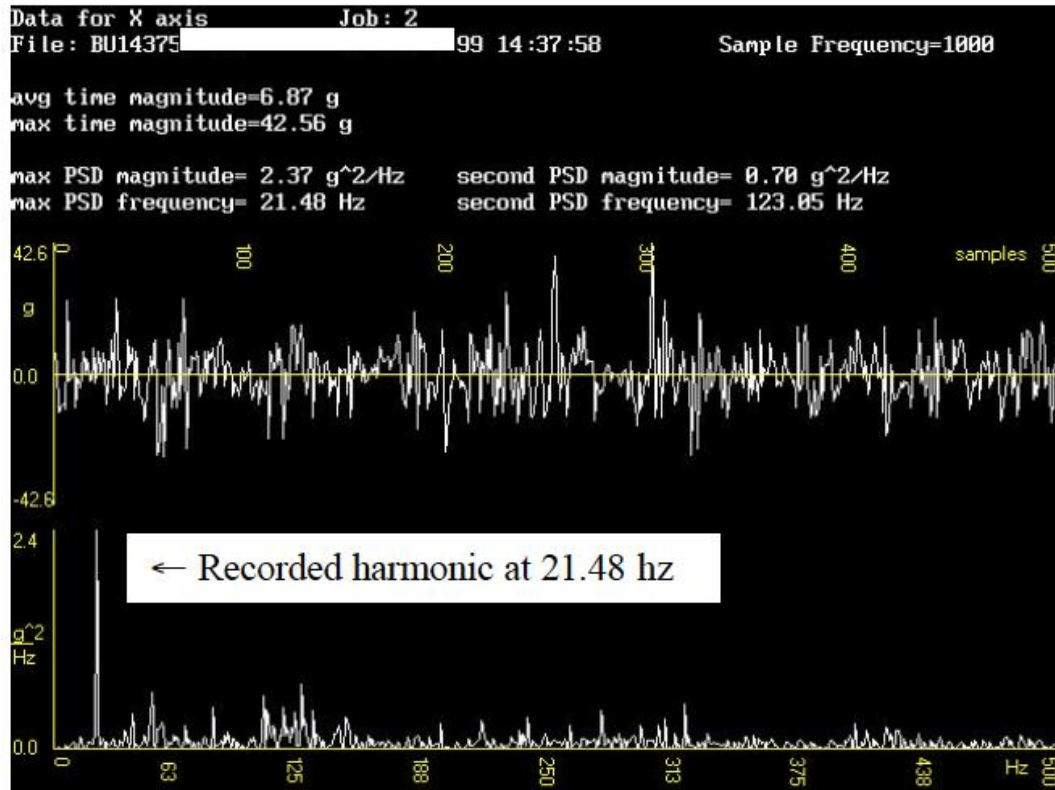
Fuente: T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2008; Houston, Texas, USA.

Para terminar el pozo debió usarse la broca Bi centrada usada en un inicio, con dicha broca pudo finalmente llegarse al TD.

Analizando estos datos de vibración producidos por la broca PDC 3.75", pueden observarse ondas estacionarias de alta magnitud, características del movimiento WHIRL, éste fenómeno puede ser producido al momento de perforar usando una

broca de tamaño no adecuado al pozo. Para llegar a ésta conclusión debieron usarse los datos de frecuencias registrados durante las corridas, en los cuales se muestra que la frecuencia más fuerte registrada fue de 21.48 Hertz, dichos datos pueden observarse en la figura 39.

Figura 39. Resultados de frecuencias para prueba realizada con broca PDC 3.75"



Fuente: T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2008; Houston, Texas, USA.

La siguiente fórmula que calcula la frecuencia que es generada por una broca de cuatro cuchillas a una unas RPM de observación fijas:

$$F = \left[ \frac{N * R}{60} \right]$$

F = Frecuencia

N= Número de cuchillas que tiene la broca

R= RPM del motor de lodo (Mientras se perfora)

Para los resultados de la prueba realizada, el cálculo es el siguiente:

$$\left[ \frac{4 \text{ cuchillas} * 322 \text{ RPM}}{60 \text{ segundos}} \right] = 21.5 \text{ Hertz}$$

Los datos presentados de la prueba concuerdan con el cálculo efectuado, lo cual claramente demuestra que la broca fue la mayor fuente de excitación de Vibración en el procedimiento.

El incremento de la vibración también fue atribuido al cambio en el tamaño del hueco lo cual afecta directamente la Dinámica del ensamblaje de perforación.

**3.2.2.2 Caso 2: Incremento de vibraciones debido al diseño de la broca.** En éste caso, las vibraciones fueron observadas a través de la herramienta DDS a partir del momento en que se empezó a utilizar un estilo de broca más agresivo. Las corridas anteriores utilizaban brocas de tamaño de corte pequeño con 6 cuchillas (Broca A) para perforar la sección horizontal, en las nuevas corridas se utilizó un tipo de broca de un tamaño de cortes más grande y de 4 cuchillas (Broca B). En la figura 40 pueden verse los tipos de broca A y B usadas.

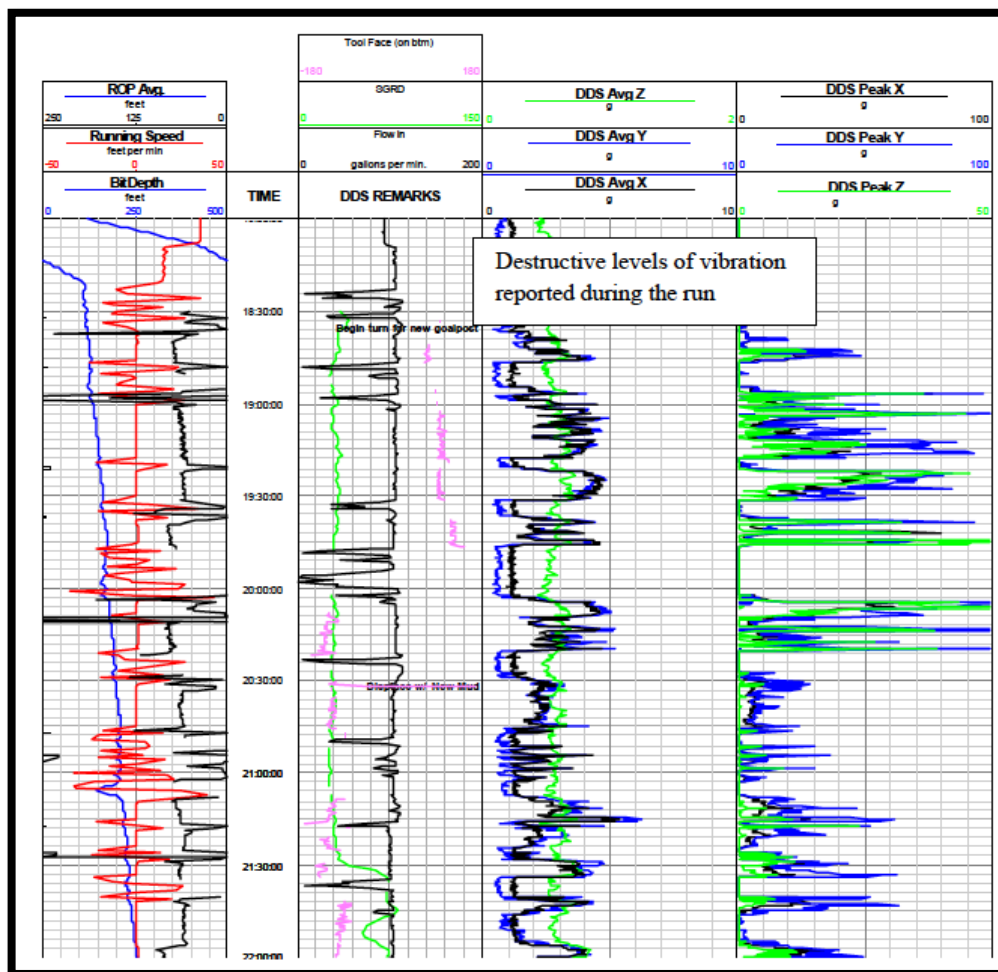
Figura 40. Diseño de brocas usado en pruebas de vibraciones



Fuente: Modificada de T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2008; Houston, Texas, USA.

Cabe destacar que la broca B fue re utilizada de un pozo anterior y no tenía ninguna señal de uso notable. Una vez ésta fue usada se reportaron altos niveles de vibraciones, Vibraciones WHIRL fueron observadas durante un intervalo de frecuencia específico entre 24.5 y 27.8 Hz (Figura 41). Estas frecuencias fueron dadas a una velocidad de rotación de 370-415 RPM. Durante esta corrida, el número de eventos de vibraciones por encima de 90g aumentaron 10 veces, por otra parte, la magnitud de vibración máxima en esta prueba fue 200g cuando en pruebas anteriores con broca tipo A, el punto máximo fue de 15g.

Figura 41. Resultados DDS para broca tipo B de 4 cuchillas



Fuente: T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2008; Houston, Texas, USA.

EL WHIRL presentado durante esta operación fue considerado como alto factor de riesgo para el daño de las herramientas MWD, también se llegó a la conclusión de que bajo éstos intervalos de vibración, la eficiencia de perforación decrecía considerablemente y la calidad del pozo estaba siendo comprometida.

Varias pruebas similares con los mismos tipos de brocas fueron realizadas en diferentes pozos y los resultados en cuanto a los niveles de vibración permanecieron constantes.

## **4. TECNOLOGÍAS ACTUALES COMO POSIBLES SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS PRINCIPALES PRESENTADOS DURANTE OPERACIONES DE SIDETRACK Y PERFORACION USANDO COILED TUBING**

Previamente fue expuesto el análisis de los problemas generales durante operaciones CTD tanto en Colombia como en diversas operaciones a nivel mundial. Los inconvenientes que más afectan ésta operación son principalmente el transporte de cortes a superficie desde la sección horizontal en operaciones de Sidetrack y los diversos tipos de vibraciones presentadas en el ensamblaje de fondo, en donde las herramientas de éste ensamblaje tienen bajos rangos de aceptabilidad a tales vibraciones debido a su tamaño y diseño.

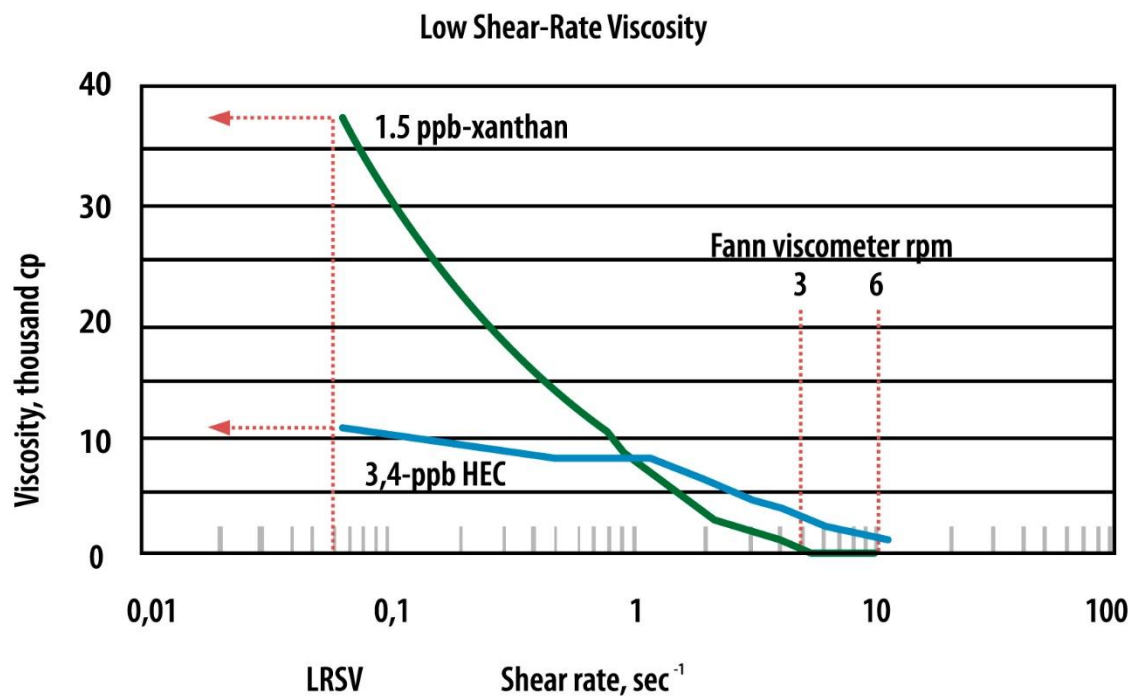
Con base en los análisis hechos previamente, se ha preparado un estado del arte en el cual se muestran las tecnologías desarrolladas recientemente junto con su base técnica y teórica las cuales pueden brindar solución a los problemas técnicos causados en las operaciones de CTD en Colombia.

### **4.1 TECNOLOGÍA Y PRODUCTOS QUE BRINDAN SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL TRANSPORTE DE CORTES A SUPERFICIE**

**4.1.1 Biopolímero Xanthan.** Desde su introducción, la goma Xanthan ha sido extensivamente usada en la industria petrolera como viscosificante para diferentes aplicaciones debido a sus únicas propiedades reológicas. Este biopolímero tiene propiedades de viscosidad estables como función de la concentración de sal, pH, temperatura y la degradación por cizallamiento. Sus aplicaciones incluyen la perforación, completamiento, coiled tubing, fluidos de fracturamiento y dentro de sus mejores propiedades se encuentra la reducción de fricción.

Reológicamente, los fluidos exhiben viscoelasticidad, propiedades tiempo-dependientes y están diseñados para tener un alto LSRV (Low shear-rate viscosity), pues de esta manera se correlaciona con la capacidad de los fluidos de perforación para suspender sólidos perforados, especialmente en el anular ancho entre el coil y el casing original. LSRV es medida a una tasa de cizallamiento de  $0.06 \text{ sec}^{-1}$  en un viscosímetro brookfield.

Figura 42. LSRV Xanthan



Fuente: Modificado de

GANTT, L.OBA, E.LEISING, L.STAGG, T.STANLEY, M.WALKER, E.WALKER, R.Coiled tubing drilling on the Alaskan North Slope. Oilfield review. Verano 1998. P.33.

Un fluido de perforación usual contiene cinco componentes básicos, Fase base líquida, biopolímero, lubricante, biocida e hidróxido de potasio. Las altas pérdidas de presión por fricción dentro de la tubería flexible y el BHA limitan la tasa de flujo posible durante operaciones de perforación con CT. Las bajas tasas de flujo conducen a bajas velocidades anulares para el desplazamiento de cortes de perforación en la parte más ancha del anular entre el CT y el casing.

El biopolímero Xanthan provee mejor suspensión de partículas a estas bajas tasas de flujo por encima del fluido polímero HEC (Hydroxyethyl cellulose). La medida de esta propiedad es LSRV (Low shear-rate viscosity) como se ve indicada en la figura 41. Pruebas de laboratorio fueron necesarias para evaluar las propiedades del biopolímero y se obtuvieron los siguientes resultados:

La Tabla 3, muestra el transporte horizontal para partículas de 300µm en gel Xanthan en dos casing hueco abierto con las geometrías mostradas. Es evidente que con el gel más débil los cortes van a ser desplazados aproximadamente 200ft antes de que se decanten. En muchos pozos, donde no se retiran los cortes en la sección horizontal pueden resultar severos problemas de limpieza del hueco.

Por otra parte, estos cortes podrían desplazarse 1880ft en el espacio anular antes de caer, esta distancia sería suficiente para llevarlos hasta la sección vertical donde su transporte se convierte en un problema menor. El gel más fuerte arrastra las partículas más lejos pero sigue poniéndose en duda su capacidad para realizar la limpieza del anular horizontal del hueco abierto.

Las tasas más altas son las más efectivas aunque se observa que entre 3 y 5 BPM hubo un pequeño aumento (El desgaste por cizallamiento reduce el tiempo disponible para transporte). En cualquier caso, es relativo que se consigan estas tasas altas en todos los trabajos con coiled tubing.

Tabla 3. Longitud de transporte de Cortes

<i>Rata de Bombeo (BPM)</i>	<b>2 lbm/bbl Xanthan</b>		<b>3 lbm/bbl Xanthan</b>	
	<i>Hueco Abierto (ft)</i>	<i>Anular del Casing (ft)</i>	<i>Hueco abierto (ft)</i>	<i>Anular del Casing (ft)</i>
1	155	1000	470	3000
3	195	1245	585	3740
5	215	1880	650	4140

La Tabla 4 muestra las tasas de bombeo críticas de diferentes concentraciones de Xanthan para la configuración horizontal del casing y el casing anular a una inclinación de 65° para estas pruebas.

Tabla 4. Rata de bombeo Crítica

Concentración de Xanthan (lbm/bbl)	Sección estrecha del anular (BPM)	Anular del Casing	
		Horizontal (BPM)	Inclinación 65° (BPM)
0.5	1.6	7	6
1	2.9	15	15
2	4.6	24	24
3	6	33	33

En este caso, se indica que el Xanthan exhibe una fuerte reducción de la fricción en flujo turbulento lo que hace que las tasas adecuadas sean alcanzadas. Para tener una referencia, la caída de presión por fricción del agua a 4 BPM en un tubing de 2 pulgadas es aproximadamente 4500 psi; según estos datos 0.5 lbm/Bbl podrían ser bombeados de forma segura a 5 BPM en un CT de 2 pulgadas. Los geles más densos son mejores reductores de fricción y por lo tanto podría ser bombeado a una tasa mayor pero la tasa necesaria para suspender los cortes también incrementaría. Se encontró que con geles con concentración tan alta como 1.5 lbm/Bbl se pueden limpiar anulares con hueco abierto de 10000 ft de 2 pulgadas. Este límite aumenta para un CT más largo.

Tabla 5. Caída de presión friccional (medida) de 0.5 lbm/bbl de Xanthan en Coiled tubing de 10000 ft.

Rata de bombeo (BPM)	Diámetro Externo Coiled tubing		
	1.5 in	1.75 in	2.0 in
1	1200	800	700
2	3750	1600	1200
3	8000	3500	1700
4		7500	2500
5			3500
6			5000

Para un anular de hueco abierto en la sección horizontal, el fluido óptimo de limpieza es un gel de baja viscosidad, como lo es el Xanthan de 0.5 lbm/bbl, el cual va a requerir un bombeo de aproximadamente 2 BPM (hueco de 3.75 in) para remover todo los cortes en suspensión y prevenir la formación de una cama. Esta tasa de bombeo debe estar dentro de los parámetros de seguridad operacional de CT y de la capacidad del motor. Un gel fuerte de aproximadamente 1.5 lbm/bbl requerirá una inalcanzable tasa de bombeo para limpiar esta sección en flujo turbulento. Bombear un gel de alta concentración a una tasa segura proveerá una limpieza pobre del hueco ya que esta será muy baja como para establecer un flujo turbulento y la tasa de corte se volvería muy alta para establecer un plug viscoso considerable. Sin embargo, es poco probable que un gel débil pueda limpiar un anular del casing. De acuerdo con los resultados de las tablas 2 y 3, no es posible remover efectivamente los cortes del anular del casing con flujo turbulento a 10,000 ft de profundidad con CT de 2 in porque las tasas de bombeo requeridas son sencillamente muy altas.

**4.1.2 Biopolímero DIUTAN.** El Biopolímero Diutan es un candidato principal para reemplazar al Xanthan como fluido principal para realizar Sidetracks desde pozos ya existentes y para realizar diferentes operaciones más usando Coiled Tubing, esto se debe a que éste fluido libre de sólidos base ha mostrado ventajas de desempeño en varias áreas lo cual provee un mejor desempeño en las operaciones en las cuales se ha utilizado.

A partir del año 2009 se mostró que en algunos pozos donde se buscaba perforar sidetracks a profundidades casi el doble de largas que las que comúnmente se venían realizando, el uso del Xanthan era inviable debido a que dicho polímero excedía las presiones de trabajo aceptables en la tubería flexible y el equipo de superficie. La necesidad de lograr mayores presiones de bombeo que concordaran con los parámetros de diseño de Coiled Tubing para los nuevos pozos llevó a la modificación del sistema de fluidos, por lo cual se empleó el uso del Diutan en

lugar del Xanthan, éste nuevo sistema demostró un 20% de reducción en la presión de bombeo, mejor limpieza de pozo, una mayor tolerancia a los cambios de pH relacionados con las operaciones de cementación y una vida útil del sistema de fluido más larga. El Xanthan fue usado como el polímero ideal para operaciones de perforación con Coiled Tubing, sin embargo, a partir de la iniciativa de usar sistemas RDF (Reservoir drilling fluid), se encontró que no podría bombearse altas concentraciones de Biopolímero para lograr una mejor limpieza del pozo ya que al subir dicha concentración la presión de bombeo superaría los 5000 psi que el equipo en superficie podría permitir. Consecuentemente, se mostró la importancia de mantener las presiones tan bajas como fueran posibles para evitar la fatiga de la tubería flexible mientras se mantenía la reología adecuada para lograr la limpieza del pozo.

Diversos análisis de Laboratorio y de campo fueron realizados con el fin de modificar el sistema de lodos que incluía al Xanthan como su fluido principal, Investigaciones realizadas en laboratorios localizados en UK, junto con pruebas de campo en Prudhoe Bay en Alaska llevaron a la utilización del Diutan como nuevo fluido principal para usarse en Sidetracks de grandes profundidades. El Diutan mostró tener mayor resistencia comparado con el Xanthan a la degradación alcalina que se produce mientras se hace Milling en el cemento ya existente. Otro resultado importante mostró que a las mismas condiciones de carga (2.25 lb/bbl) en una unidad de Coiled Tubing de 1.75in, las pérdidas friccionales de presión eran aproximadamente 500 psi menores comparadas con las del fluido de goma Xanthan viscosificada a la misma LSRV (Low Shear Rate Viscosity). Debido a este resultado, el Diutan se ha convertido en el fluido viscosificado preferido tanto para realizar barridos y limpiezas de cortes en operaciones con temperatura en fondo de pozo sobre los 180°F como para operaciones de Milling con alta presencia de Sulfato de Bario donde las partículas pesadas que se producen requieren un mejor desempeño de la viscosidad en fondo de pozo. Las pruebas de laboratorio han confirmado que el uso del Diutan no causa daños a la formación, es compatible

con otros aditivos de lodo y provee la esperada reducción de presión de bombeo que inicialmente se buscaba.

#### 4.1.2.1 Pruebas de comparación entre los biopolímeros Diutan y Xanthan.

Diversas pruebas de laboratorio fueron realizadas para confirmar la factibilidad del Diutan en operaciones de Perforación con Coiled Tubing, las pruebas más sobresalientes son aquellas en las cuales se compara su efectividad versus la del fluido competencia, el Xanthan. Las pruebas fueron realizadas a Corazones de perforación de las zonas y profundidades en las cuales el fluido sería potencialmente usado. En la primeras observaciones se concluyó que al usarse en sistemas RDF, éste tipo de Biopolímeros tienen un muy bajo retorno de Permeabilidad y no presentan estabilidad de la torta de lodo. La permeabilidad inicial y el porcentaje de filtración inicial fueron casi idénticos para ambos sistemas de biopolímeros, sin embargo, el retorno de permeabilidad y las presiones de inicialización de flujo fueron muy diferentes entre el Diutan y el Xanthan. Los resultados pueden observarse en la tabla 6.

Tabla 6. Resultados de laboratorio comparando fluidos Base Xanthan y fluidos Base Diutan

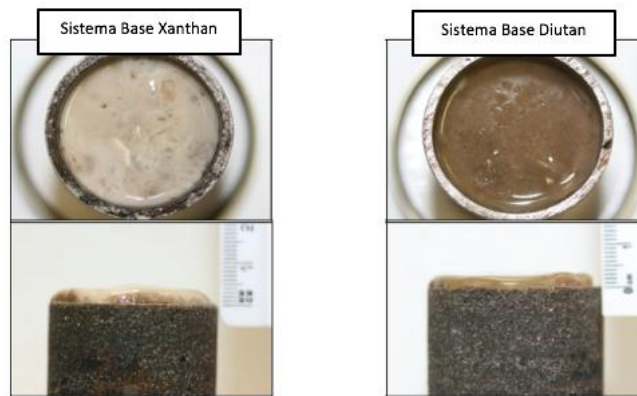
Zona Ivishak	Fluido de prueba	Profundidad de corazón	Permeabilidad Inicial (mD)	Volumen de filtración / %Filtración volumen poroso	Retorno de permeabilidad/ Retorno de permeabilidad	Presión de Inicio de Flujo (PSI)
Zona 4	Xanthan	9595.2	43.2	16.8 ml/160%	4.07 mD/12.6%	92.7
Zona 4	Diutan	9596.5	93.4	22.7 ml/200%	23.65 mD/25.3%	23.5
Zona 1	Xanthan	9472.2	36.8	17.75 ml/147.8%	2.15 mD/5.8%	215.7
Zona 1	Diutan	9472.9	35.9	16.2 ml /149.2%	14.4 mD/40%	56.6

**Fuente:** Modificado de SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584.

Marzo 2010

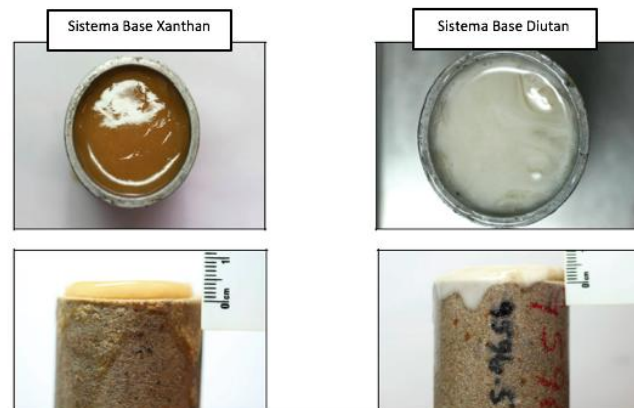
En la zona 1, el Diutan mostró un retorno de Permeabilidad de 40%, comparado con el 5.8% que mostró el Xanthan. Aunque la filtración fue mayor en el corazón de la Zona 4 (Diutan 200% versus 160% Xanthan) la presión de inicialización de flujo fue significativamente más baja, 23.5 psi versus 92.7 psi del Xanthan.

Figura 43. Comparación de resultados de retorno de permeabilidad en sistemas RDF, corazones de Zona 1 a 9472` - 9473`



Fuente: SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584. Marzo 2010

Figura 44. Comparación de resultados de retorno de permeabilidad en sistemas RDF, corazones de Zona 4 a 9595` – 9596`.



Fuente: SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584. Marzo 2010

En cuanto a los resultados comparando la reología y la concentración, se observó que después de calentar las muestras los puntos de cedencia de los dos polímeros aumentaron ligeramente cerca de 2-3 lb/100 ft<sup>2</sup>. Los LSRV de las dos muestras mostraron efectos opuestos con respecto a su reacción al aumento de temperatura, la muestra de Xanthan decreció cerca de 4000 cP mientras que la muestra del Diutan incrementó cerca de 11000 cP, los resultados se encuentran en la tabla 7.

Tabla 7. Comparación de resultados de Reología entre fluidos base Xanthan y fluidos Base Diutan al aumentar la temperatura

	Sistema Fluido Biopolímero Xanthan						Sistema Fluido Biopolímero Diutan					
	Lecturas Iniciales			Calor agregado por 24 horas Dinámico a 185°F			Lecturas iniciales			Calor agregado por 24 horas Dinámico a 185°F		
Temperatura (°F)	100	<b>120</b>	140	100	<b>120</b>	140	100	<b>120</b>	140	100	<b>120</b>	140
600 RPM	38	<b>33</b>	33	39	<b>36</b>	34	29	<b>27</b>	27	30	<b>29</b>	29
300 RPM	31	<b>28</b>	27	32	<b>31</b>	30	25	<b>25</b>	25	27	<b>27</b>	27
200 RPM	28	<b>25</b>	25	30	<b>27</b>	27	23	<b>23</b>	24	25	<b>25</b>	25
100 RPM	23	<b>21</b>	21	25	<b>24</b>	23	21	<b>21</b>	21	23	<b>23</b>	23
6 RPM	14	<b>12</b>	12	15	<b>14</b>	14	16	<b>15</b>	17	16	<b>16</b>	16
3 RPM	12	<b>10</b>	9	13	<b>12</b>	11	14	<b>13</b>	14	14	<b>14</b>	14
Geles 10 s	15	<b>13</b>	12	15	<b>15</b>	14	18	<b>16</b>	16	18	<b>17</b>	18
Geles 10 m	19	<b>17</b>	16	22	<b>20</b>	19	20	<b>20</b>	20	22	<b>22</b>	21
Visc. Aparente	19	<b>16.5</b>	16.5	19.5	<b>18</b>	17	14.5	<b>13.5</b>	13.5	15	<b>14.5</b>	14.5
Visc. Plástica	7	<b>5</b>	6	7	<b>5</b>	4	4	<b>2</b>	2	3	<b>2</b>	2
Pto de cedencia	24	<b>23</b>	21	25	<b>26</b>	26	21	<b>23</b>	23	24	<b>25</b>	25
LSRV (0.0636 seg-1)												
1 min	4249 1	<b>3779</b> <b>2</b>	2969 4	4519 0	<b>3409</b> <b>3</b>	2969 4	3709 2	<b>3809</b> <b>2</b>	3549 2	4509 0	<b>4988</b> <b>9</b>	4149 1
2 min	4349 1	<b>3999</b> <b>1</b>	3239 3	4729 0	<b>3499</b> <b>3</b>	2909 4	3889 2	<b>3909</b> <b>2</b>	3529 2	4639 0	<b>4988</b> <b>9</b>	4569 0
3 min	4379 1	<b>3929</b> <b>2</b>	3209 3	4649 0	<b>3539</b> <b>2</b>	2779 4	3859 2	<b>3899</b> <b>2</b>	3549 2	4739 0	<b>4988</b> <b>9</b>	4559 0
Lubricidad CoF	0.071						0.071					
Peso (8.6 lb/gal)												

Fuente: SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584. Marzo 2010.

Las medidas de Lubricidad de ambas muestras mostraron que el Diutan tenía un coeficiente de fricción ligeramente más alto (0.035), una vez se agregaron lubricantes a las muestras, los coeficientes se igualaron.

Otra Observación relevante muestra que en el sistema de lodo de Base Xanthan se redujo a la mitad de las condiciones LSRV después de 24 horas, por otra parte el fluido en Base Diutan mostró una reología más estable, ya que las condiciones LSRV se redujeron a la mitad luego de 48 horas.

Tabla 8. Comparacion de reducción de vida útil debido al aumento de temperatura de los biopolímeros

Tiempo (Horas)	Fluido Base Xanthan LSRV (cP @ 0.06 seg-1)	Fluido Base Diutan LSRV (cP @ 0.06 seg -1)
Inicial	47000	42000
24	21400	38000
48	3900	25000
72	200	10600
96	0	600

Fuente: Modificada de SARBER,J. REYNOLDS,C. MICHEL,C. HAAG,K. MORRIS,R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584.

Marzo 2010

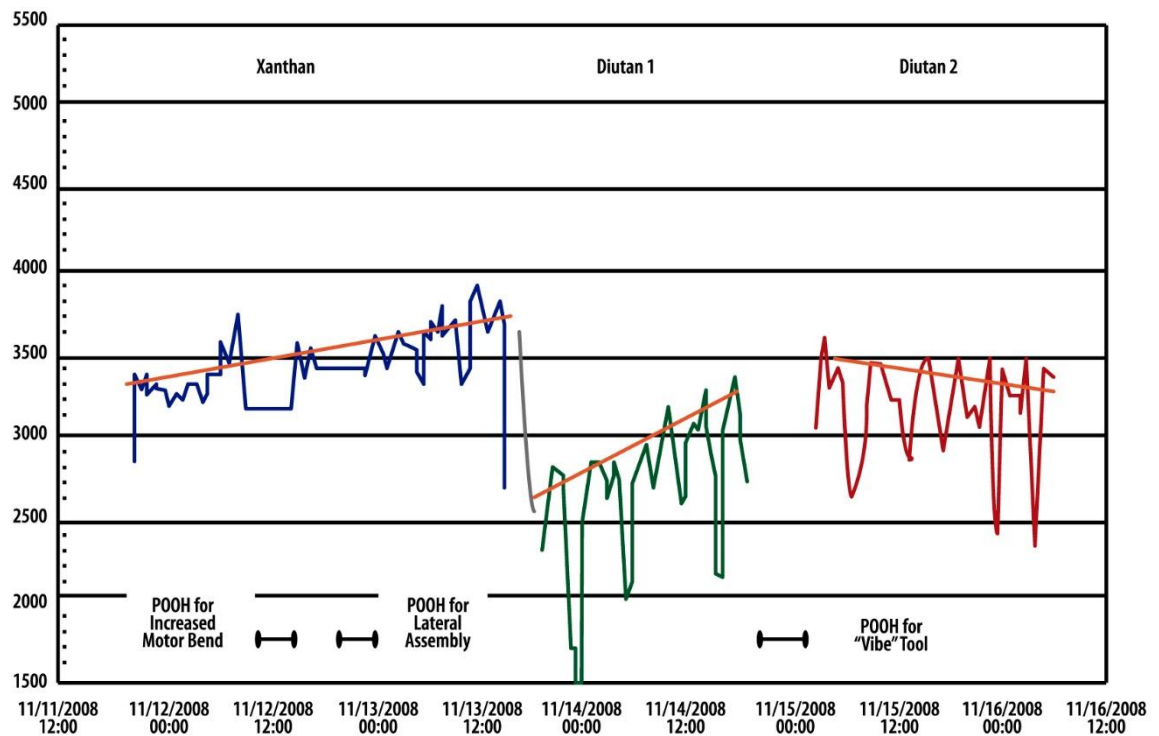
Durante operaciones de perforación que se encontraban a más de 200°F, se observó que el Diutan se mantuvo estable y su reología consistente por periodos de tiempo más largos comparado con el Xanthan. Esta estabilidad demuestra que la vida útil del fluido es más larga y por lo tanto el Fluido es más eficiente para operaciones de CTD.

Otra ventaja significativa del Diutan es su resistencia a los incrementos de pH, esto se observó durante operaciones de perforación de cemento sólido. El biopolímero se mantuvo estable mientras fue expuesto a altos pH, así mismo, la reología fue mínimamente afectada y podía ser corregida fácilmente reajustando el pH del fluido. Múltiples operaciones de sidetracks en pozos piloto así como

intervenciones de pozo han sido satisfactoriamente logradas con el uso del Diutan para lograr mayor viscosidad y resistencia a los cambios de pH.

**4.1.2.2 Resultados de prueba de Diutan en campo.** La prueba fue realizada en el campo North Slope en pozos candidatos previamente seleccionados para cumplir con las condiciones que se buscaban inicialmente al desarrollar el Biopolímero. Los resultados mostraron inmediatamente la diferencia en la presión de bombeo al hacerse el cambio del Xanthan al Diutan.

Figura 45. Comparación de resultados de campo en cuanto a presión de bombeo



Fuente: SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584. Marzo 2010

La prueba inicial del biopolímero en campo fue bastante exitosa ya que se lograron los objetivos planeados en la operación de perforación. La tabla 9

muestra la comparación de las concentraciones de los biopolímeros y su respectiva reología, los datos fueron tomados de los reportes del sistema de Lodo en los pozos de prueba y se ajustan con los datos de laboratorio previos.

Tabla 9. Comparación de concentraciones y reología en pruebas de campo

Biopolímero/ Pozo	Concentración	PV	YP	Lectura 600/300	Lectura 200/100	Lectura 6/3	Geles (10s/10 min)	LSRV (cP)	Presión de Circulación (PSI)
Xanthan/ Pozo de prueba 1	1.6	7	24	38/31	29/25	15/13	14/19	30000	3200
Diutan/ Pozo de prueba 1	1.125	4	16	24/20	18/16	11/10	12/15	45000	2650
Xanthan/ Pozo de prueba 2	1.67	6	23	35/29	25/22	12/10	11/15	33600	2950
Diutan/ Pozo de prueba 2	1.07	4	16	27/23	21/18	11/10	14/16	45200	2400
Xanthan/ Pozo de prueba 3	2.55	7	28	42/35	31/27	16/14	16/20	59600	3165
Diutan/ Pozo de prueba 3	1.53	4	30	38/34	33/30	22/20	20/24	68400	2750

Fuente: Modificado de SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The use of Diutan biopolymer in coiled tubing mud drilling systems on the north slope of Alaska. SPE 130584.

Marzo 2010

Basado en el desarrollo excepcional del Biopolímero en las pruebas de campo y laboratorio, el Diutan es ahora usado en las operaciones CTD realizadas por BP en North Slope Alaska. La razón más importante para emplear éste fluido es que logra reducir las presiones de bombeo que necesita el sistema. Además, el lodo en Base a Diutan necesita menos concentraciones del Biopolímero para lograr la misma LSRV. Menos degradación del biopolímero resulta en costos de mantenimiento más bajos. Adicionalmente, el Diutan tiene mayor tolerancia al calor y a la alcalinidad, produce menos daño a la formación y muestra mayor

retorno de permeabilidad. Otra ventaja del Diutan es que necesita menos adición de biopolímero para mantener la reología a medida que el pozo está siendo perforado. Finalmente, el Diutan puede ser reutilizado lo cual agrega ahorros de dinero significativos y es más benéfico ambientalmente hablando.

**4.1.3 Biopolímero POWERVIS.** Es un biopolímero viscosificante lineal, desarrollado por MI Swaco (Schlumberger) en el año 2016. Es un agente reológicamente modificado usado para aportar viscosidad y suspensión de sólidos en sistemas de fluidos Powerpro CT que también es desarrollado por Schlumberger. El perfil reológico único de este biopolímero entrega menores presiones de bombeo y menor densidad de circulación equivalente, haciéndolo una alternativa sumamente atractiva para el CTD pues se usan sistemas libre de sólidos.

Este viscosificante produce LSRV similares a la goma Xanthan pero con menores niveles de concentración lo que lo hace una opción más económica, además se exhiben menores Viscosidades plásticas y Yield point comparado con el mismo. En CTD específicamente, se generan menores ECD's, menores pérdidas de presión, y menores presiones **free-spin**. Comparado con el Xanthan, el POWERVIS es más resistente a la degradación térmica, la tolerancia al cemento y altos pH. La cantidad de biopolímero recomendada a usar en CTD oscila entre 0.875 y 1.25 lbm/Bbl.

Aunque también posee limitaciones tales como: la degradación bacteriana, no puede usarse con salmueras divalentes, salmueras de bromuro de sodio y salmueras combinadas, no son recomendadas densidades mayores a 9.4lbm/gal de salmuera de cloruro de sodio, no se puede usar el ácido hidroclorídrico como rompedor, se recomienda hipoclorito, peróxido o persulfato, en cuanto a temperatura no tolera más de 325°F. La tabla 10 muestra la comparación de resultados obtenidos en pruebas de campo a ciertas condiciones.

Tabla 10. Comparación de resultados en pruebas de campo entre POWERVIS y Xanthan

	Goma Xanthan			Viscosificante POWERVIS					
				Diferencia de 650 PSI			Agitador de Sarta Usado		
	Inicial	Final	Cambio	Inicial	Final	Cambio	Inicial	Final	Cambio
Perdida de presión en el sistema (free Spin) PSI	3000	3450	450	2350	3000	650	2800	3100	300
ECD (lbm/gal)	10.5	11.3	0.8	9.7	10.7	1.0	10.0	10.4	0.4
	120-lbm de Polimero Agregado			75-lbm de Polimero agregado			Ningun polimero agregado		
Viscosidad Plastica (cP)	7-8			4			4		
Punto de cedencia (lbf/100 ft2)	21-24			14-18			16		
LSRV (cP)	28000-30000			31000-34000			33000-37000		

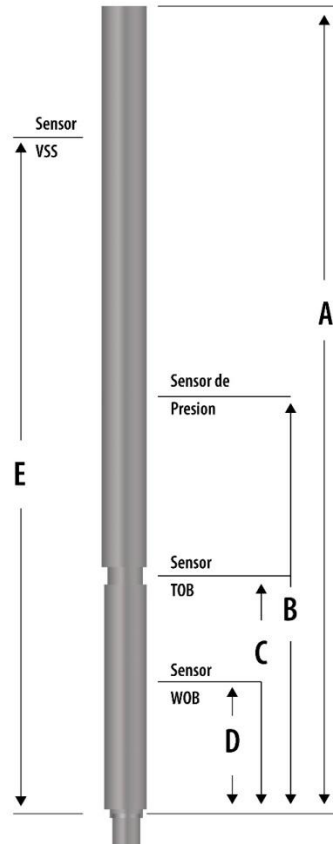
Fuente: Modificado de www.MI-Swaco.com

#### 4.2 TECNOLOGÍA Y PRODUCTOS QUE BRINDAN SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS RELACIONADOS CON VIBRACIONES EN FONDO DE POZO DURANTE OPERACIONES CTD

Teniendo en cuenta los desafíos que presenta una operación de BHA en orden de reducir los niveles de vibraciones extremos, actualmente se han planteado mejoras para el ensamblaje de fondo tales como la inserción de un sensor de vibraciones multi eje, el cual se ha usado para optimizar el BHA con peso y barras flexibles. Este sensor permite al perforador monitorear los niveles de vibración en tiempo real, de esta manera se pueden ajustar los parámetros que contribuyen a las vibraciones en fondo (WOB, Flujo de lodo, Uso de un Sub de circulación), logrando así la reducción de los niveles excesivos de vibración. Tal como se ha mencionado a largo de ésta investigación, la dinámica de la sarta, la limpieza del pozo y la transferencia de peso a la broca son factores limitantes en la aplicación de CTD. El análisis previo mostró que las vibraciones en la sarta de perforación son principalmente causadas por el contacto entre el tipo broca y la formación y el contacto entre el BHA y las paredes del pozo. Estos contactos generan

movimientos laterales, axiales y torsionales que puede causar twist-offs, fallo temprano de brocas, bajas ROP y fallo de los componentes mecánicos y eléctricos del BHA. El uso de Sensores de vibración (VSS) en el BHA provee datos en tiempo real que ayudan a proceder al reajuste de los parámetros de perforación mientras se realiza la operación y así lograr reducir las vibraciones que tanto daño causan a las herramientas nombradas anteriormente. Los sensores VSS son parte de los DPS (Drilling Performance Subs) los cuales contienen a su vez sensores para medir presión de pozo y sensores para medir WOB. (Figura 46).

Figura 46. Sensores VSS parte de los Drilling performance Subs



**Fuente:** Modificado de T.S Flynn, B. Jahn, Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751; Abril 2000; Houston, Texas, USA

La meta principal en el manejo de vibraciones es la minimización de vibraciones en tiempo real a través del ajuste de parámetros como RPM, WOB y flujo. Al lograrse, se evitan fallas en el BHA y se maximiza el desempeño y eficiencia de la perforación. Las principales ventajas de realizar este monitoreo son una mejor calidad de pozo, reducción de tiempo de perforación y ahorro en costos de operación.

Con base a los análisis previamente mostrados, se llega a la conclusión de que buenos resultados en la disminución de vibraciones dependen de:

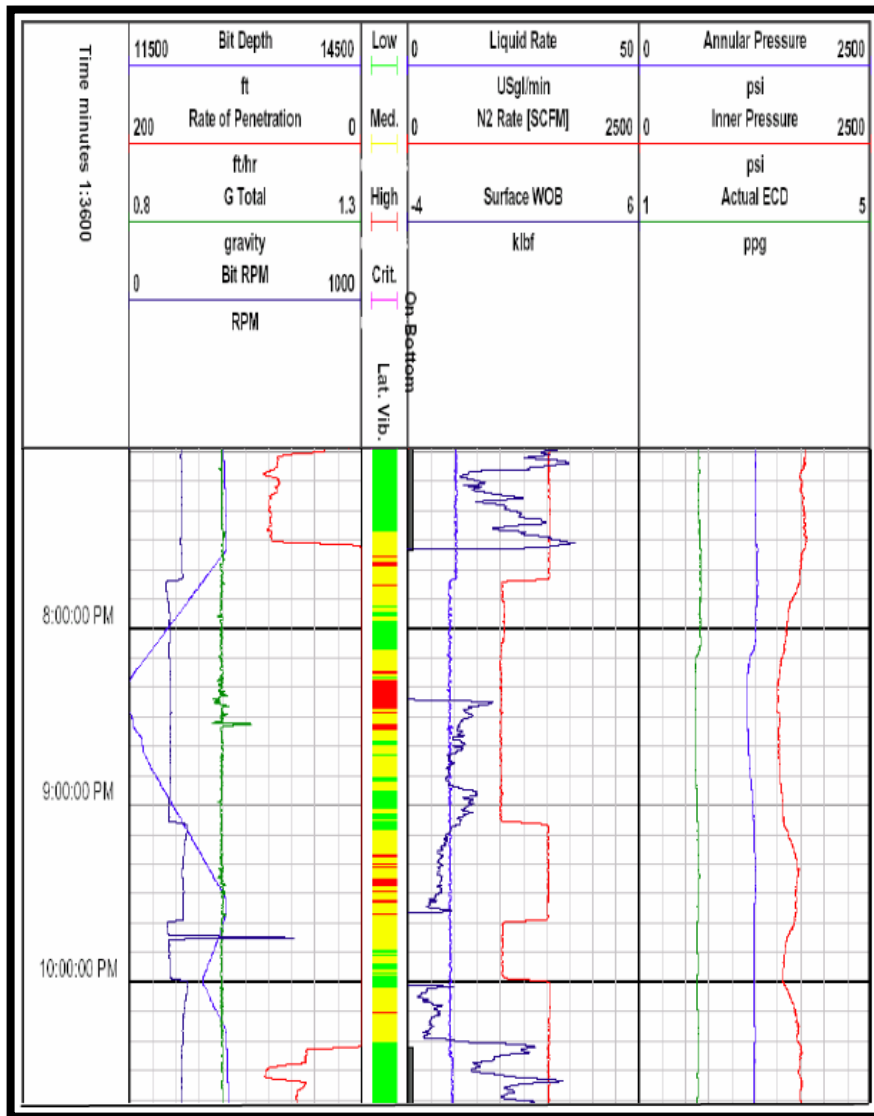
- Diseño de la broca
- Longitud y flexibilidad del BHA entre la sección electrónica y el motor y broca
- Peso del BHA

El problema principal del diseño de broca reside en cuanto vibración provee fuera de fondo cuando el motor hace que sobregire sin Peso. En condiciones sin peso, el rango de 500 a 960 RPM es normal. Sin embargo, cualquier pequeño desequilibrio puede producir vibraciones laterales que conllevan al daño de herramientas. Entre las pruebas realizadas a diferentes proveedores y tipos de brocas, se llegó a la conclusión de que aquella que presenta menos vibraciones es la broca tipo PDC de 3 ¾. Otros tipos de brocas mostraron fallas electrónicas y vibraciones extremas.

La distancia entre el motor y los electrónicos del sistema CTD ha sido optimizada en numerosas ocasiones con el fin de minimizar la transferencia de vibraciones hacia el BHA. La longitud del BHA se optimizó introduciendo barras de peso, también se agregó un Flex sub entre las barras de peso para servir como un mecanismo de desacoplamiento de vibraciones. Optimizando estos tres parámetros, los resultados VSS mostraron una reducción dramática de vibraciones perjudiciales.

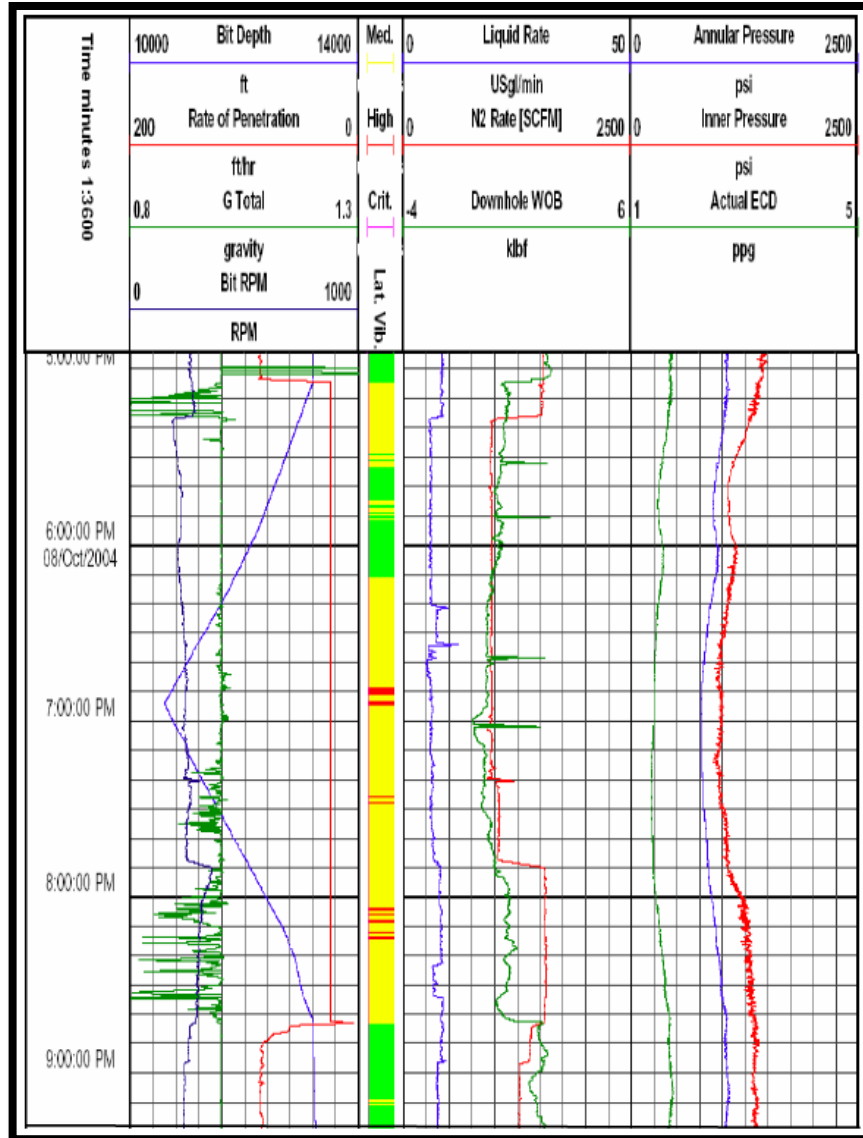
La figura 46 muestra el nivel de vibraciones presente en la operación antes de que las características antes mencionadas fueran optimizadas, la figura 48 muestra la reducción de vibraciones gracias a la optimización realizada. Los sensores VSS muestran en escala de colores la gravedad de las vibraciones laterales presentes, donde el color verde representa la baja tendencia a producir vibraciones y el color rojo la alta tendencia a la producción de Vibraciones; el color amarillo es un punto medio.

Figura 25. Vibraciones presentes durante operación



Fuente: J. Maehs; A. Law. A.; Weihe; C. Kiesl; "Drilling With Success BHA Optimization for Coiled Tubing Drilling in Harsh Environment" SPE 94162; Texas, USA, Abril 2005.

Figura 26. Reducción de Vibraciones después de optimización

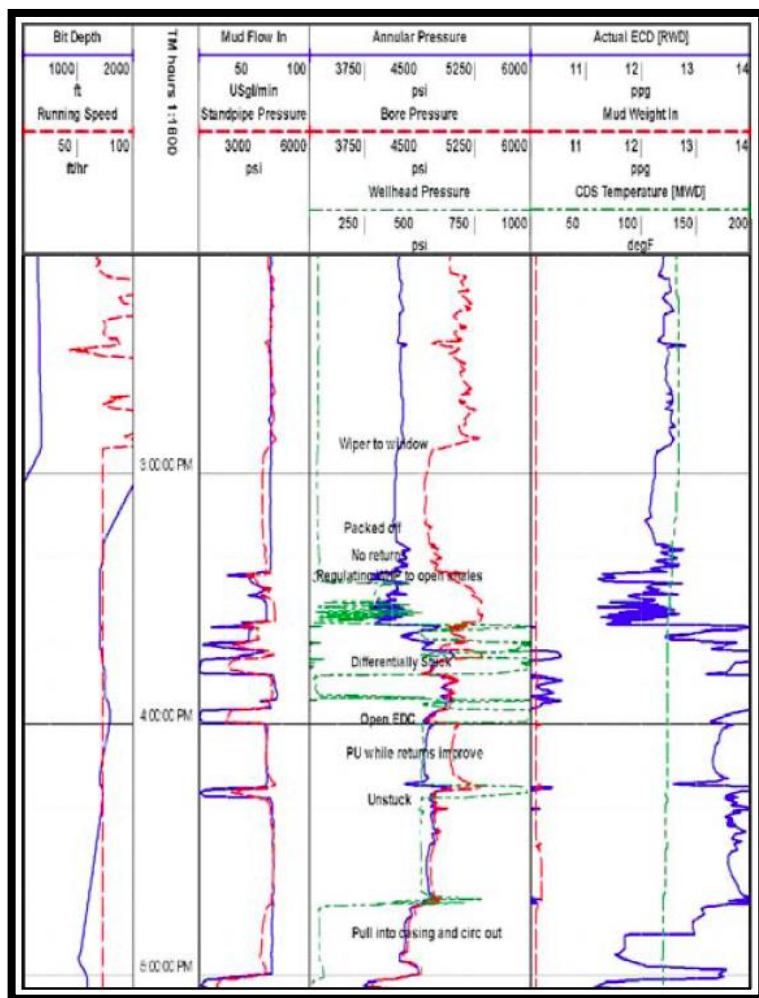


Fuente: J. Maehs; A. Law. A.; Weihe; C. Kiesl; "Drilling With Success BHA Optimization for Coiled Tubing Drilling in Harsh Environment" SPE 94162; Texas, USA, Abril 2005.

Otra de las circunstancias analizadas en cuanto a la generación de vibraciones en fondo de pozo fue que éstas estaban relacionadas con el flujo que mueven los motores. Si una operación se realiza a un caudal de flujo máximo, el aumento de

vibración puede ser sustancial. Durante la realización de ésta investigación se encontró que reducciones de flujo, incluso pequeñas, ayudan a la reducción de vibraciones críticas. Para demostrar ésta observación, se encontraron pruebas y análisis en los cuales se instala en el BHA del sistema CTD un equipo Sub de Circulación multiciclo manejado eléctricamente, con ésta herramienta el lodo es desviado a través de diferentes puertos de circulación hacia el anular. Esto hace que la rotación de la broca sea reducida y con ella las vibraciones críticas. La figura 48 a continuación muestra los resultados:

Figura 27. Resultados de pruebas usando equipo Sub de circulación multiciclo en operación CTD



Fuente: J. Maehs; A. Law. A.; Weihe; C. Kiesl; "Drilling With Success BHA Optimization for Coiled Tubing Drilling in Harsh Environment" SPE 94162; Texas, USA, Abril 2005.

El Sub de Circulación y el Sub de presión, son herramientas que pueden ser anexadas al BHA del sistema CTD, estos son manejados desde el sistema de control de superficie, desde allí, el sub de circulación permite que se abran diferentes puertos de flujo, evitando así la rotación excesiva de la broca. El sub de presión provee presión a la cara del pozo, presión anular y WOB en el fondo del pozo. Debido a la variación constante de los datos de presión en fondo, la Densidad de Circulación Equivalente (ECD) puede ser calculada y monitoreada para ofrecer a los perforadores una visión en tiempo real y control directo sobre las condiciones del pozo. Esto optimiza considerablemente la limpieza de pozo y reduce el riesgo de pega de tubería e inestabilidad del pozo, por tanto el uso de estos subs es altamente recomendado durante las operaciones CTD.

## 5. CONCLUSIONES

- El tipo de problemas principales de carácter técnico y que representan costos significativos en la operación son aquellos relacionados con el diseño y aplicación de los BHA y el diseño del sistema de fluidos utilizados para mantener el proceso ya sea en condiciones Overbalanced o Underbalanced, esto se debe a que no se cuenta previamente con suficientes herramientas en locación y además las condiciones de la geología colombiana pueden exigir constantes cambios en su diseño a lo largo de la operación.
- Fluidos tales como el Xanthan, Diutan y Powervis han dado recientemente solución a los problemas de transporte de sólidos y presiones de arranque de herramientas. Utilizar fluidos de perforación de baja viscosidad pero que se mantengan en flujo turbulento es una condición necesaria para remover los recortes en pozos de alta inclinación, es decir, en las secciones donde se realiza sidetracking.
- El Diutan es una excelente opción de fluido base ya que puede trabajar a las presiones necesarias, con excelente limpieza de pozo, mayor tolerancia a cambios de pH y una vida útil del sistema de fluido más larga pues el Xanthan posee limitaciones a altas profundidades. La aplicabilidad del Diutan en toda la operación depende directamente de los costos ya que por sus características puede fácilmente reemplazar al Xanthan.
- El uso de herramientas que midan las frecuencias y fuerzas en todas las direcciones en tiempo real es adecuado para monitorear la operación y mitigar problemas de vibración con soluciones inmediatas, teniendo en cuenta que altos niveles de vibraciones están directamente relacionados con el tamaño de la broca

ya que el cambio de este fue la fuente de excitación más grande para provocar vibraciones.

- La presencia de vibraciones WHIRL disminuye la eficiencia de perforación y la calidad del pozo significativamente, para disminuir éstas consecuencias debe ajustarse en la manera más exacta posible las RPM usadas a lo largo de la operación teniendo en cuenta los datos reales arrojados por herramientas como DDS o por el uso de herramientas de fondo como el CoiTrak de Baker Hughes que proporciona datos de vibraciones en fondo en tiempo real.

## 6. RECOMENDACIONES

- Realizar análisis técnico financiero para evaluar la viabilidad de un proyecto en donde se tenga en cuenta la utilización de las nuevas tecnologías BHA y sistemas de fluidos con base en los Biopolímeros desarrollados recientemente.
- Elaborar un manual con recomendaciones técnicas para asumir posibles inconvenientes debido a vibraciones y transporte de cortes a superficie en operaciones específicas de Coiled Tubing Drilling.
- Realizar estudios de sensibilidad y Optimización de herramientas y diseño de BHA teniendo en cuenta diferentes niveles de vibraciones y su máxima aceptabilidad en fondo de pozo.
- Desarrollar una aplicación móvil que arroje la presencia de vibraciones relevantes que se obtienen en tiempo real durante una operación.

## BIBLIOGRAFÍA

AREVALO, Y. FERNANDES, A. Quantification of Drillstring Integrity Failure Risk Using Real-Time Vibration Measurements. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Paper 147747. Septiembre 2011.

BLOUNT, C. HEARN, D., et al. Weight on Bit in Coiled Tubing Drilling: Collection and Analysis of Field Data. Society of Petroleum Engineers. Paper 46008-MS. Houston. Marzo 1998.

BRADY, M. KAVANAGH, T. Coiled Tubing: Innovative Rigless Interventions; Oilfield Review; invierno de 2006.

CAREY, S. INTEQ Product Line manager, Baker Hughes; Coiled Tubing Directional Drilling; Houston, Noviembre 2008.

CHAREUF, A. AMARAVADI, S. BOUMALI, A. NEVES, J. LIMA, J. LOVELL, J. TINKHAM, S. ZEMLAK, K. STAAL, T. *Tubería flexible: La próxima generación*. Artículo Schlumberger. Verano 2004, p.16-22.

CLEMENT, C. DUENAS, J. JUNCA, E. ARCINIEGAS, O. Running Coiled Tubing in Colombia, Living on The Edge. SPE 60740. Abril de 2000.

COLT –*Coiled Tubing Drilling Bottom Hole Assembly*; AnTech Oilfield services Inc. DC-00382, Marzo 2014.

DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO. Version 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002.

DIAZ, R. CAMPOS, E. Evaluación de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Implementando el Uso de Unidades de Tubería Flexible. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011.

FLYNN, B. JHAN, P. Vibration Analysis for Coiled Tubing Drilling in Prudhoe Bay; SPE 60751. Texas, USA. Abril 2000.

GANTT, L. OBA, E. LEISING, L. STAGG, T. STANLEY, M. WALKER, E. WALKER, R. Coiled Tubing Drilling On The Alaskan North Slope. Oilfield review, Verano 1998.

GAO, W. DOU, X. JIA, H. PENG, H. Downhole and Surface Vibration Measurement. Offshore Technology Conference Asia. Malasia. Paper 26715-MS. Marzo 2016.

HEAD, P. HANSON, T. YURATICH, M. TURNER, D. Electric Coiled Tubing Drilling- The First Steps Toward a Smart CT Drilling System. SPE 46013. Houston. Abril 1998.

JHONSON, M. ODENTHAL, R. BP Coiled Tubing Experiences; ORBIS Engineering Incorporated, BP; Agosto 2015.

JOHNSON, M. HYATT, P. STAGG, T. GANTT, L. Unique Through Tubing Completions Maximize Production and Flexibility. Society of Petroleum Engineers Drilling Conference. Paper SPE-IADC 92392. Amsterdam. Febrero 2005.

KHAN, R. KURU, E. TREMBLAY, B. SAASEN, A. An Investigation Of Formation Damage Characteristics Of Xanthan Gum Solutions Used For Drilling, Drill-In, Spacer Fluids, and Coiled Tubing Applications. Canadian International Petroleum Conference. Paper 2003-067. Junio 2003.

KING, G. Coiled Tubing Introduction. Presentación Power Point. Marzo 2009.

LEISING, L. HEARN, D. RIKE, E. DOREMUS, D. PASLAY, P. Sidetracking Technology for Coiled Tubing Drilling; SPE 30486; Mayo 1996.

LEISING, L. J. WALTON, I.C. Cuttings Transport Problems And Solutions In Coiled Tubing Drilling, SPE 39300, Marzo 1998.

MABILE, C. DESPLANS, J. PAVONE, D. A New Way of Using Surface Measurements to Detect Downhole Vibrations. SPE European Petroleum Conference. Paper 36883. Milán, Italia. Octubre 1996.

MACDONALD, Daren. Introduction to Coiled Tubing Drilling, Training Course, Bogotá, Colombia. Noviembre de 2015.

MACDONALD, Daren. Underbalanced Drilling With Coiled Tubing, Lesons Learned in 2002. Power Point. Bogotá, Colombia. Noviembre de 2015.

MACPHERSON, J. JOGI, P. KIINGMAN, J. Application and Analysis of Simultaneous Near Bit and Surface Dynamics Measurements. SPE-IADC Drilling Conference. Paper 39397. Dallas. Marzo 1998.

NAVARRETE, R. KELCO OILFIELD GROUP. UNIVERSITY OF OKLAHOMA. New Biopolymer for Coiled Tubing Applications. SPE 68487. Marzo 2001.

NAWAF, A. KIRBY, C. BRINSDON, M. The application of Real Time Downhole Drilling Dynamim Signatures as a Possible Early Indicator of Lithology Changes. SPE-DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Paper 149056. Saudi Arabia. Mayo 2011.

NEWMAN.K.R. Vibration and Rotation Considerations in Extending Coiled Tubing Reach. SPE 106979. Texas, USA. Marzo 2007.

PRUIT, R. LESLIE, C. SMITH, B, et al. Underbalanced Coiled Tubing Drilling Update on a Successful campaign. SPE- IADC 92513. Amsterdam. Febrero 2005.

SARBER, J. REYNOLDS, C. MICHEL, C. HAAG, K. MORRIS, R. The Use Of Diutan Biopolymer In Coiled Tubing Mud Drilling Systems On The North Slope Of Alaska. SPE130584. Marzo 2010.

Shock and Vibrations in the Drilling Environment; Schlumberger; recuperado de: [http://www.slb.com/services/drilling/engineering\\_modeling/optimization/](http://www.slb.com/services/drilling/engineering_modeling/optimization/).

SPERRY SUN (Septiembre 27 de 2015). Drilling Services. Vibration Mechanisms in Drillstring; recuperado de: <http://drillingformulas.com/>.

SURYANARAYANA, P. BRUCE, S., et al. Coiled Tubing Underbalanced Through Tubing; Blount, Curtis; Coiled Tubing Applications, SPE 0605-0072; Junio 2005.

The Oilfield Glossary - Schlumberger Oilfield Glossary. (11 de Octubre de 2016). *Glossary.oilfield.slb.com*. recuperado de: <http://glossary.oilfield.slb.com/>.

VENHAUS, D. BLOUNT, C. DOWELL, K, et al. Overview of the Kuparuk CTD Program and Recent Record-Setting Operations. SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, Paper 100210. Texas. Abril 2006.

VENROY, J Vay. BEELEN, N Van. HOEKSTRA, T. Underbalanced Drilling With Coiled Tubing In Oman; SPE/IADC 57571; Texas, Noviembre 1999.

ZAMORA, M. HANSON,P. Selected Studies in High-angle Hole Cleaning, IPA 90-228, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 19th Annual Convention, October 1990.