

Análisis de Casos de Perforación con Técnica TTRD a Nivel Mundial y Posibilidades de su
Implementación en Campos Colombianos

Vanesa Luna Suárez y Yilmar Abdi Bani Tafur Escobar

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Wilson Raúl Carreño Velasco

Máster en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mi madre Nubia Suárez, por haberme formado como una persona fuerte, responsable, con un amor gigante a los animales y sobre todo como alguien que no se rinde ante las adversidades. Gracias por todos sus sacrificios, enseñanzas y amor incondicional; por estar siempre pendiente de mí, ser mi mejor amiga y consejera todos los días de mi vida; Sé que en el cielo está orgullosa de mis logros y de la persona en quien me he convertido.

A mi padre Víctor Luna, por ser mi amigo, mi consejero espiritual y darme ánimos, fortaleza y amor en todo momento, por escucharme con amor y atención en las madrugadas todos mis problemas, por ser siempre la alegría de la casa con tus chistes y forjarme para ser una persona con carácter y determinada para enfrentar la vida con la mayor disposición y resiliencia.

A mi tía Pilar, por guiarme en el camino de la ingeniería de petróleos desde que era muy joven, por amarme incondicionalmente como a una hija y enseñarme a ver el mundo con la valentía y fortaleza que se necesita.

A los tres, dueños de todos mis logros y triunfos, gracias por el apoyo incondicional que he recibido, Ellos son mi impulso para crecer día a día como persona y ser una gran profesional.

Vanesa Luna Suárez

Dedicatoria

Primeramente, a Yilmar y Liliana, mis padres, quienes, con gran amor, esfuerzo, empeño y pasión, me han nutrido para ser quien soy, ellos, quienes, con sus cuidados y enseñanzas, sus caricias y disciplina, han cultivado mi madurez, y han sido los precursores y artifices de todo esto a lo que llamamos, vida. A mi Padre, quien ha fungido como estandarte y columna de incalculable valor, el cual me sostuvo, en los momentos en que mis fuerzas flaquearon, el cual me animó, en momentos de desesperanza, quien estuvo ahí, cuando solo me hallé, y me inspiró para convertirme en el hombre que hoy se presenta ante ustedes.

A Joaquín, mi hermano, consejero, amigo incondicional, quien estuvo y ha estado ahí, siempre presente para mí, quien en muchos momentos se acercó a mi como un maestro y mentor, inspirándome y enseñándome, ayudándome en todo aquello que frontalmente, la vida me presentaba, con quien he reído y he llorado.

A mi familia y amigos, todos ustedes quienes han sido parte impajaritable de mi proceso, llegar hasta acá sin haberlo hecho con ustedes, le habría dado un tinte muy distinto a mi vida, a todos ustedes dedico esto.

Yilmar Abdi Bani Tafur Escobar

Agradecimientos

Toda mi gratitud al profe Wilson Carreño, por su acompañamiento durante el desarrollo de este proyecto, por siempre estar dispuesto ayudar y resolver dudas e inquietudes a cualquier hora y compartir con nosotros sus experiencias y vivencias; por ser un docente y profesional que inspira y deja huella en las futuras generaciones de ingenieros de petróleo.

A mi compañero de tesis Yilmar, por ser mi amigo desde que llegue a Bucaramanga, por ser mi cómplice en tan innumerables vivencias, risas y aprendizajes, a lo largo de la carrera y aún más en el desarrollo de este proyecto de grado.

Vanesa Luna Suárez

Agradecimientos

Wilson Carreño, a él, sus grandes enseñanzas, como ser humano y como maestro, quien se esmeró y puso su empeño y pasión a disposición de nosotros, sus aprendices, para que conociéramos, quien no se limitó a impartir charlas por obligación, sino que nos regaló de sus vivencias y experiencias como gran profesional, como experto, para que las hiciéramos parte de quienes somos, y finalmente como tutor y director de tesis, quien no escatimó en invertir tiempo, consejos, conocimientos, explicaciones y sobre todo paciencia, para darnos más de lo que esperábamos en su función.

Vanesa, a ella, mi compañera en todo este proceso, con quien no solo comparto este triunfo y el estar en el pódium, sino el haber corrido esta colosal carrera, porque fueron incontables días de camaradería y compañerismo en los que aún parece estuviéramos viviendo juntos, para poder llegar a dar tan feliz término a dignísima empresa como lo es este trabajo.

Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, mi alma mater, cuyos claustros me recibieron, me moldearon y me forjaron, a ti que me has visto crecer, en tus pupitres, en tus pasillos, dentro de tus paredes y bajo tu techo; a mis profesores, cada uno de ustedes, quienes entregaron una parte de si en cada clase, quienes nos ofrecieron más que simple información, valores, sabiduría, experiencia, nobleza y grandeza.

A mis compañeros, porque no fue solo uno, han sido muchos, quienes corrieron conmigo la tenaz y loable carrera del saber, y con quienes comparto el privilegio de haber estado hombro con hombro, gracias a todos ustedes, porque esto es un esfuerzo conjunto, es un trabajo de equipo, “la unión hace la fuerza”, alguien una vez dijo, y hoy más que nunca soy convicto de dicha premisa.

Yilmar Abdi Bani Tafur Escobar

Tabla de Contenido

Introducción	19
1. Objetivos	21
1.1. Objetivo General	21
1.2. Objetivos Específicos	21
2. Tecnología Through Tubing Rotary Drilling.....	22
2.1. Descripción de la Tecnología Through Tubing Rotary Drilling	22
2.2. Fundamentación Teórica de la Técnica Through Tubing Rotary Drilling	25
2.2.1. Torque y Arrastre	25
2.2.1.1. Torque.....	25
2.2.1.1.1. Torque por la Broca.....	26
2.2.1.1.2. Torque Mecánico.....	27
2.2.1.1.3. Torque por Fricción.....	27
2.2.1.2. Arrastre	28
2.2.1.3. Factor de Fricción	29
2.2.1.4. Fuerzas Laterales	29
2.2.2. Tensión.....	29
2.2.2.1. Pandeo de la Tubería	29
2.2.3. Hidráulica.....	29
2.2.3.1. Fluido de Perforación	30
2.2.3.2. Pérdidas de Presión en el Sistema	31
2.2.3.3. Densidad de circulación equivalente ECD	33
2.2.3.4. Surgencia (Surge) y Suaveo (Swab).....	34

2.2.3.5. Limpieza de Pozo. Según Schlumberger. (s.f.)	35
2.2.3.5.1. Velocidad del Fluido Anular	35
2.2.3.5.2. Ángulo de Inclinación del Hueco (Dog Leg)	36
2.2.3.5.3. Rotación de la Sarta de Perforación	37
2.2.3.5.4. Excentricidad del Hueco / Tubería	38
2.2.3.5.5. Tasa de Penetración (ROP)	38
2.2.3.5.6. Propiedades del Lodo	38
2.2.3.5.7. Características de los Recortes	39
2.2.3.6. Limpieza de Pozos en Perforación de Pozos Direccionales	39
2.3. Componentes de los Pozos TTRD.....	40
2.3.1. Componentes Básicos Usados en las Operaciones de Perforación de Pozos TTRD	40
2.3.1.1. Whipstock	41
2.3.1.2. Cortador o Fresadora (Mill).....	43
2.3.1.3. Taladro de Perforación	44
2.3.1.4. Blow Out Preventer (BOP).....	45
2.3.1.5. Ensamblaje de Fondo de Pozo o Bottom Hole Assembly (BHA)	46
2.3.1.5.1. Brocas	48
2.3.1.5.2. Drill Pipe y Conexiones.	49
2.3.1.5.3. DHSV Protection Sleeve o Manga de Protección de la DHSV	50
2.3.1.5.4. Circulating Sub.....	51
2.3.1.6. Sistema de Detección de Patadas.....	52
2.3.2. Componentes Básicos Usados en las Operaciones de Completamiento de Pozos TTRD	53
2.3.2.1. Pre-Drilled Liner o Liner Pre-Perforado.....	53

2.3.2.2. Mallas de Arena o Sand Screen	54
2.3.2.3. Empaques Hinchables o Swell Packers	55
2.3.3. Componentes Básicos Usados en las Operaciones de Producción de Pozos TTRD	57
3. Ventajas, Limitaciones y Lecciones Aprendidas en la Técnica TTRD	57
3.1. Ventajas de la Tecnología Through Tubing Rotary Drilling.....	57
3.1.1. Aumento de Reservas Consideradas No Recuperables.....	57
3.1.2. Aumento de la Producción	58
3.1.3. Reducción de Tiempos y Costos	58
3.1.4. Amigable con el Medio Ambiente	58
3.1.5. TTRD vs. CTD.....	60
3.2. Desventajas de la Tecnología Through Tubing Rotary Drilling	61
3.3. Lecciones Aprendidas de la Técnica TTRD a Nivel Mundial	62
3.3.1. Experiencia Año 2001.....	63
3.3.2. Experiencia Año 2003.....	64
3.3.2.1. Plataforma Scott, Aberdeen	64
3.3.2.2. Campo Veslefrikk.....	65
3.3.2.3. Campo Gullfaks	69
3.3.3. Experiencia Año 2004.....	71
3.3.3.1. Plataforma North Cormorant	71
3.3.3.2. Campo Forties.....	74
3.3.4. Experiencia Año 2005.....	76
3.3.4.1. Diseño de Rotary Steerable System (RSS) para Pozos Slim Hole	76
3.3.5. Experiencia Año 2006.....	79

3.3.5.1. Plataforma Flotante en Campo Njord	79
3.3.6. Experiencia Año 2007.....	81
3.3.6.1. TTRD en los Campos de Schiehallion, Loyal y Foinaven	81
3.3.7. Experiencia Año 2013.....	83
3.3.7.1. Campo Ghawar	84
3.4. Lecciones Aprendidas de la Técnica TTRD en Colombia	90
3.4.1. Pozo AL3Z – 2008.....	92
3.4.2. Pozo BL1Z – 2009	95
3.4.3. Pozo CST1 / CL1 – 2010	97
3.4.4. Pozo D – 2010.....	101
3.4.5. Pozo E – 2011	103
3.4.6. Pozo FST1 – 2012.....	106
4. Guía de Pautas y Recomendaciones Operacionales para la Implementación de la Técnica TTRD en Campos Colombianos.....	113
4.1. Pautas Operativas	113
4.1.1. Estudio del Yacimiento y Revisión Geológica	113
4.1.2. Ventana de Lodo (Gradiente de fractura y Presión de Poro)	113
4.1.3. Condición del Estado Mecánico e Integridad de Pozo	113
4.1.4. Restricciones de ID (DHSV, Nipple).....	114
4.1.5. Historia del Pozo.....	114
4.1.6. Geometría del Pozo.....	115
4.1.7. Top Drive	115
4.1.8. Sistema de Detección de Influjos.....	116

4.1.9. Tipo de Drill Pipe y Tipo de Conexión.....	116
4.1.10. Swell Packers o Empaques Hinchables	117
4.1.11. Surgencia (Surge) y Suaveo (Swab)	117
4.1.12. Densidad de Circulación Equivalente ECD	117
4.1.13. Limpieza de Pozo.....	118
4.1.14. Posibilidades de Pesca	118
4.2. Recomendaciones Operacionales	119
4.2.1. Recurso Humano Técnico Especializado.....	119
4.2.2. Protección y Cuidado de la DHSV	119
4.2.3. Posición de la Ventana de Salida y del Whipstock.....	119
4.2.4. Drill Pipe Testing	120
4.2.5. Componentes Recomendados del BHA.....	120
4.2.5.1. Circulating Sub	120
4.2.5.2. Annulus Pressure While Drilling (APWD)	121
4.2.5.3. Autodriller.....	121
4.2.5.4. CoPilot	122
4.2.5.5. Agitator	122
4.2.5.6. Motor Xtreme.	123
4.2.5.7. Brocas Impregnadas.....	124
4.2.6. Liner Pre-Perforado (Pre-Drilled Liner) y Malla de Arena (Sand Screen).....	124
4.3. Matriz de Riesgos en la Perforación TTRD	124
4.3.1. Riesgos en Operaciones TTRD.....	125
4.3.1.1. Pérdida de Señal MWD	125

4.3.1.2. Fatiga Mecánica por Rotación y Desgaste de las Conexiones	126
4.3.1.3. Torque Errático.....	126
4.3.1.4. Transferencia de Peso.....	127
4.3.1.5. Control de Toolface	127
4.3.1.6. Altas Vibraciones.....	128
4.3.1.7. Parado del Motor.	130
4.3.1.8. AKO - Cambio.....	130
4.3.1.9. Falla del CoPilot	132
4.3.1.10.Daño de Herramientas de Fondo	132
4.3.1.11.Pega Diferencial.....	132
4.3.1.12.Pega Geométrica.....	133
4.3.1.13.Pega por Empaquetamiento	133
4.3.1.14.Mala Limpieza del Hueco.....	134
4.3.1.15.Inestabilidad de Pozo.....	134
4.3.1.16.Colapso del Casing	135
4.3.1.17.Control del ECD	135
4.3.1.18.Swabbing y Surge.....	136
4.3.1.19.Caída de Presión	136
4.3.1.20.Caída de Presión por Agitator.....	137
4.3.1.21.Caída de Presión Debido al Daño de la Herramienta de Desconexión del BHA	137
4.3.1.22.Daño del Completamiento Existente	138
4.3.1.23.Pérdida de Cuchillas de Herramientas Cortadoras	138
4.3.1.24.Influjos de Gas	139

4.3.1.25. Pérdida de Lodo	139
4.3.1.26. No Recuperación de la DHSV Protection Sleeve	140
4.3.1.27. Problemas de Desgaste en la DHSV	140
4.3.1.28. Mayor Daño en la Formación	140
4.3.1.29. Pérdida de Acceso Mecánico o Hidráulico al Pozo Madre por Debajo de la Ventana	140
4.3.1.30. Incorrecto Posicionamiento del Whipstock	141
4.3.1.31. Menor Longitud del Lateral	141
4.3.1.32. Sensibilidad del Sistema de Detección de Patadas	141
4.3.1.33. Stripping (Viajar con Tubería con BOP Cerrada)	142
4.3.1.34. Mala Correlación de las Profundidades	142
4.3.1.35. Problemas de la Señal del Variador de Frecuencia (VFD)	143
4.3.1.36. Falta de Recurso Humano Técnico Especializado	143
4.3.1.37. Menor Footage por Corrida de Broca	144
4.3.1.38. Falla de Manejo en la Tubería de 2-7/8"	144
4.3.2. Criterios de Calificación Matricial	144
4.3.2.1. Probabilidad	144
4.3.2.2. Impacto	145
4.3.2.3. Manejabilidad	145
4.3.2.4. Nivel de Riesgo	145
4.3.3. Matriz de Riesgos	147
5. Conclusiones	148
6. Recomendaciones	150
Referencias Bibliográficas	151

Lista de Tablas

Tabla 1. Factores de fricción.....	28
Tabla 2. Comparación del consumo de combustible y la emisión de gases a la atmosfera.....	60
Tabla 3. Especificaciones del Ultraslim RSS	77
Tabla 4. Resumen de las lecciones aprendidas de la Técnica TTRD a nivel mundial	86
Tabla 5. Resumen de las lecciones aprendidas de la Técnica TTRD en Colombia.....	109
Tabla 6. Clasificación del nivel de riesgo.....	146

Lista de Figuras

Figura 1. Esquema TTRD.....	24
Figura 2. Fuerzas mecánicas en la sarta de perforación.....	26
Figura 3. Efectos de Surgencia y Suaveo.....	35
Figura 4. Transporte de recortes a diferentes inclinaciones.....	36
Figura 5. Acumulación de recortes en el lecho en los pozos direccionales.....	40
Figura 6. Funcionalidad Whipstock.....	42
Figura 7. Herramienta Whipstock.....	43
Figura 8. Diamond Speed Mill.....	44
Figura 9. Rack de agarre intermedio.....	45
Figura 10. Configuración Típica de BHA.....	47
Figura 11. Configuración BHA pozo C Campo Cusiana.....	48
Figura 12. Broca Bicéntrica.....	49
Figura 13. Broca PDC 4 1/8”.....	49
Figura 14. Circulating Sub.....	52
Figura 15. Pre-Drilled Liner o Liner Pre-Perforado.....	53
Figura 16. Mallas de Arena o Sand Screen.....	54
Figura 17. Empaques Hinchables o Swell Packers.....	57
Figura 18. Volúmenes de cortes (a) y lodo (b) en las secciones de un pozo convencional en comparación a un pozo Slim Hole.....	59
Figura 19. Estado mecánico del pozo CST1 / CL1.....	62
Figura 20. Objetivos plan TTRD en campo Veslefrikk.....	67

Figura 21. Configuración Normal de un BHA TTRD	78
Figura 22. Ubicación de los campos Shiehallion, Loyal y Foinaven.....	82
Figura 23. Whipstock Hueco	83
Figura 24. Estado Mecánico Pozo AL3Z.....	94
Figura 25. Estado Mecánico Pozo BL1Z.....	96
Figura 26. Prognosis geológica vs. tiempo real	98
Figura 27. Estado Mecánico Pozo CST1 / CL1	100
Figura 28. Estado Mecánico Pozo D.....	102
Figura 29. Estado Mecánico Pozo E.....	105
Figura 30. Pozo FST1 – 2012	107
Figura 31. Autodriller	122
Figura 32. Funcionamiento de Agitator Tool	123
Figura 33. Resumen del diagrama de la cara de la herramienta	127
Figura 34. Vibraciones axiales y laterales	129
Figura 35. AKO motor de fondo.....	131
Figura 36. Pega Diferencial	133
Figura 37. Matriz de riesgos en operaciones TTRD	147

Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Presión de bombeo	31
Ecuación 2. Pérdida de presión en la sarta de perforación	31
Ecuación 3. Pérdida de presión en el anular	31
Ecuación 4. Pérdida de presión en la broca	32

Resumen

Título: Análisis de Casos de Perforación con Técnica TTRD a Nivel Mundial y Posibilidades de su Implementación en Campos Colombianos*

Autor: Vanesa Luna Suárez y Yilmar Abdi Bani Tafur Escobar**

Palabras Claves: TTRD, Slim Hole, Sidetrack, Np4

Descripción:

En los campos maduros existen zonas de pequeñas acumulaciones de hidrocarburos que han tenido que ser pasadas por alto y prescindir de ellas, puesto que el diseño, arreglos y operaciones usados en las técnicas convencionales de perforación, no justifican las grandes inversiones que trae consigo la perforación de nuevos pozos para explotar estas zonas, es por esto que se han diseñado nuevas técnicas como “Perforación a través de la Tubería con Rotación” o por su nombre en inglés “Through Tubing Rotary Drilling (TTRD)”, para la construcción de sidetracks y pozos laterales, lo que permite el aprovechamiento del completamiento existente, evitando así, la perforación hasta el yacimiento, la perforación de pozos de relleno y disminuyendo el tiempo empleado en retirar y correr nuevos revestimientos dando como resultado una reducción significativa de los tiempos y de los costos operacionales.

El presente proyecto de investigación pretende capacitar al lector acerca de la técnica TTRD, sobre sus principales beneficios y limitaciones, pero principalmente acerca de su aplicabilidad en campos a nivel mundial y el éxito en la campaña realizada en Colombia en los campos de Cupiagua y Cusiana (del 2008 al 2012), finalmente se presenta una breve guía de las principales pautas, recomendaciones y una matriz con la recopilación de riesgos inherentes a esta técnica.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco. Máster en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos.

Abstract

Title: Analysis of Drilling Cases with TTRD Technique Worldwide and Possibilities of its Implementation in Colombian Fields *

Author: Vanesa Luna Suárez and Yilmar Abdi Bani Tafur Escobar**

Key Words: TTRD, Slim Hole, Sidetrack, Np4

Description:

In mature fields there are areas of small hydrocarbon accumulations that have had to be overlooked and dispensed with, since the design, arrangements and operations used in conventional drilling techniques do not justify the large investments involved in drilling new wells to exploit these areas, for this reason new techniques have been designed as "Through Tubing Rotary Drilling" or by its name in English "Through Tubing Rotary Drilling (TTRD)", for the construction of sidetracks and lateral wells, which allows the use of the existing completion, thus avoiding drilling to the reservoir, drilling infill wells and reducing the time spent in removing and running new casing, resulting in a significant reduction of time and operational costs.

This research project aims to educate the reader about the TTRD technique, about its main benefits and limitations, but mainly about its applicability in fields worldwide and the success in the campaign carried out in Colombia in the Cupiagua and Cusiana fields (from 2008 to 2012), finally a brief guide of the main guidelines, recommendations, and a matrix with the compilation of risks inherent to this technique is presented.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco. Master en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos.

Introducción

Uno de los principales retos de las compañías operadoras cuando los campos alcanzan su máximo de producción y se van convirtiendo en campos maduros, es investigar, desarrollar e implementar nuevas tecnologías y estrategias para incorporar nuevas reservas y prolongar la vida de este. En la gran mayoría de estos campos es común encontrarse con zonas de volúmenes de hidrocarburos no recuperados lo suficientemente pequeños o de difícil acceso como para soportar el alto coste de perforar nuevos pozos de manera convencional. Es esto por lo que se convierte en algo indispensable el desarrollo de nuevas técnicas que permitan acceder a zonas marginales con intervenciones más rentables y eficientes.

La tecnología Through Tubing Rotary Drilling, nace de la necesidad de las compañías operadoras de los campos maduros en el Mar del Norte, de recuperar las reservas marginales de los yacimientos altamente fallados y desconectados, reduciendo significativamente el tiempo y los costos que conllevaría una perforación convencional, mediante la construcción de sidetracks tipo Slim Hole en pozos con producción insignificante, dejando el completamiento existente y perforando a través de él una ventana para el posterior lateral o profundización.

A pesar de que el TTRD tuvo sus inicios en los años 2000, se considera una técnica relativamente nueva y aún más en países como Colombia, el cual se ha convertido en pionero de la implementación de esta técnica en Latinoamérica desde el año 2008 con su primera campaña realizada por BP Colombia. La aplicabilidad y desarrollo de esta técnica se ha visto ralentizada principalmente por los altos costos que esta implica debido a la poca transferencia de conocimiento y por ende la necesidad de personal técnico especializado para ejecutar las

operaciones y a los requerimientos de herramientas y equipos especiales de diámetro reducido, que en muchas ocasiones deben ser diseñados para una campaña en especial.

A causa de lo anterior, nace el propósito de realizar este proyecto de investigación, con el fin de estudiar detalladamente el funcionamiento de esta técnica, sus ventajas, limitaciones y lecciones aprendidas a lo largo de la práctica e implementación en los campos a nivel mundial y en Colombia. Y con el objetivo de presentar al lector una recopilación detallada de las pautas que han llevado al TTRD a ser un éxito y los riesgos que han enfrentado durante las operaciones y han puesto en peligro parcial o total la vida del pozo.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar recursos bibliográficos de casos de perforación mediante la utilización de la técnica TTRD (Through Tubing Rotary Drilling) en operaciones a nivel mundial y la posible implementación en campos colombianos.

1.2. Objetivos Específicos

Documentar acerca de tecnología empleada, características de la perforación, completamiento y producción en los pozos perforados por TTRD.

Estudiar acerca de las ventajas, desventajas y lecciones aprendidas de la utilización de la técnica TTRD a nivel mundial y en los campos colombianos donde se ha implementado esta técnica.

Elaborar una guía de pautas operativas y recomendaciones para la posible implementación de la técnica TTRD en campos colombianos.

2. Tecnología Through Tubing Rotary Drilling

En el primer capítulo de esta investigación, se exponen las generalidades, descripción técnica y fundamentos teóricos de la tecnología Through Tubing Rotary Drilling, la cual es una variante de la tecnología Through Tubing Drilling; y que junto con la técnica de Coiled Tubing Drilling, se han convertido en los últimos años, en una oportunidad para acceder a pequeñas reservas de hidrocarburos, que, con las técnicas convencionales de perforación, no eran económicamente viables.

2.1. Descripción de la Tecnología Through Tubing Rotary Drilling

Through Tubing Rotary Drilling o por sus siglas TTRD, es una técnica que elimina la necesidad de costosos pozos convencionales (nuevos). Evita la perforación hasta el yacimiento reduciendo considerablemente los costos. Además, reutiliza el completamiento existente, ahorrando tiempo y dinero de retirar el revestimiento antiguo, se denomina así porque la perforación se hace rotando a través del completamiento, utilizando un taladro de perforación convencional (Fossli et al., 2006).

Esta técnica de perforación es considerada económicamente viable para la construcción de nuevos Sidetracks que permitan aprovechar pequeñas reservas marginales de campos maduros, extendiendo así la vida económica de estos. La operación TTRD consiste en ingresar al pozo a través del completamiento para perforar un sidetrack tipo Slim hole, es decir, de diámetro reducido.

La operación consiste básicamente en un BHA de corte o fresado y la utilización de una herramienta denominada Whipstock (recuperable) usada para guiar el conjunto de herramientas que permiten desviar el pozo con Dog Legs de aproximadamente 20–25°/100 ft. El Whipstock

permite construir una ventana en el completamiento ya sea un casing o un liner, a partir del cual se perfora un nuevo pozo o se hace el sidetrack para acceder a la formación de interés. El nuevo pozo puede ser completado con un liner pre perforado o dejado en hueco abierto, esto debido a que en la mayoría de los yacimientos donde se ha aplicado esta técnica las formaciones de interés son reservorios de areniscas de alta estabilidad, se debe correr el liner previamente perforado y descartar procesos de cementación para evitar problemas operacionales que conduzcan al riesgo.

Cabe resaltar que este procedimiento se lleva a cabo manteniendo en el lugar el completamiento actual, incluyendo el árbol de navidad, la cual representa una de las principales ventajas de la técnica TTRD (González y Martín, 2019). Sin embargo, es importante tener en cuenta que el mantenimiento del completamiento del pozo en su lugar depende de los diferentes escenarios y complejidad de los reservorios y por lo tanto para algunos casos es necesario retirar el completamiento para acceder al pozo y realizar el sidetrack tipo Slim hole.

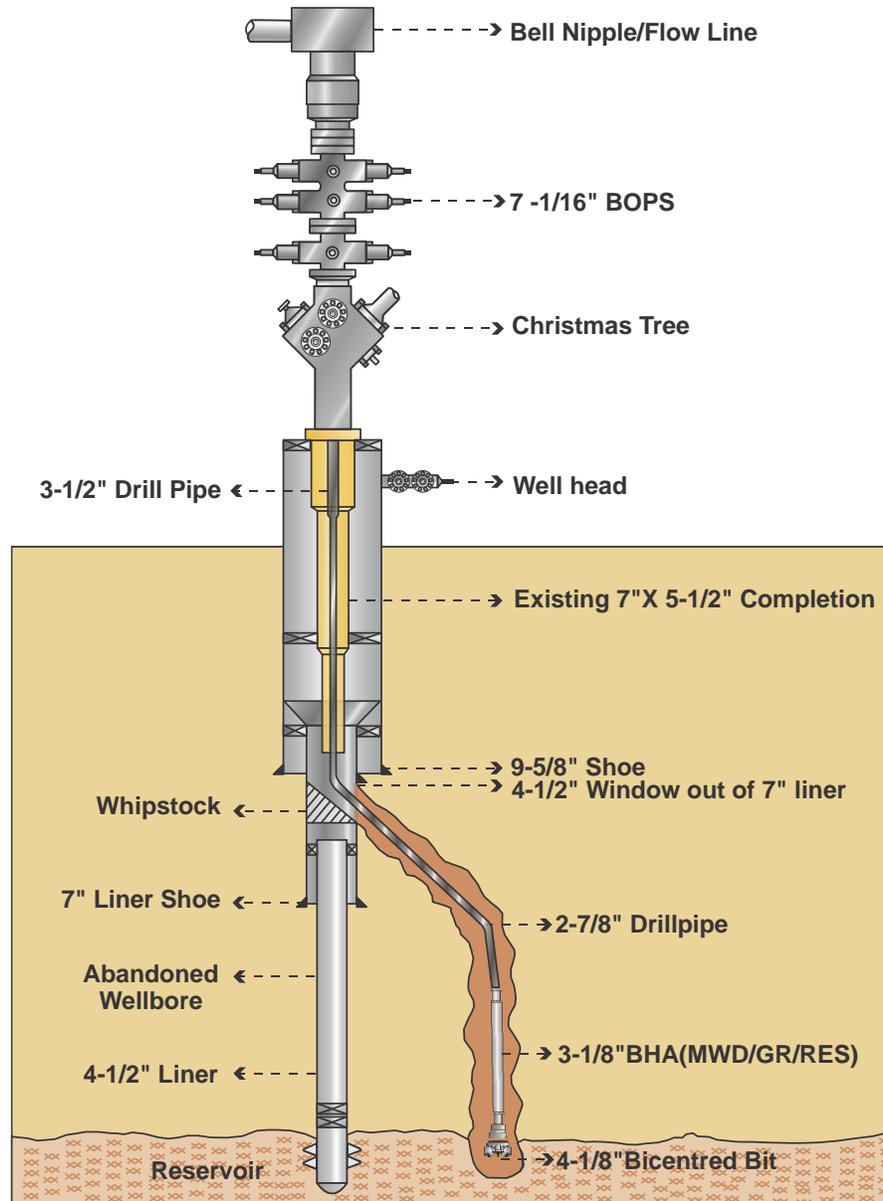
La técnica TTRD presenta algunos retos, debido al poco espacio anular entre el revestimiento y de la perforación; los diferenciales de presión debidos a las formaciones depletadas que deben ser tenidos en cuenta a la hora de realizar un estricto diseño de la reología del fluido de perforación, además, se deben tener en cuenta los márgenes de torque, tensión y ECD, que normalmente son factores críticos cuando se perforan pozos de diámetro reducido. Por estas razones, la utilización de este método requiere una estrecha planificación y consideraciones para lograr el objetivo, además, de la utilización de herramientas especiales para cada pozo y aplicación de nuevas tecnologías (Reynolds et al., 2003).

Las herramientas utilizadas se caracterizan por tener diámetros pequeños, aproximadamente 3³/₄". En muchos casos de perforación, las herramientas deben diseñarse exclusivamente para cumplir los requerimientos especiales de cada pozo, debido a que la técnica

todavía está en desarrollo y no hay una producción masiva de las herramientas necesarias para su ejecución, lo que conlleva a una mayor inversión, experiencia y precisión en su uso. En la Figura 1 se observa un esquema de Through Tubing Rotary Drilling (TTRD).

Figura 1

Esquema TTRD



Nota. Adaptado de Fraser, L y Nieuwenhuizen Fred. (2001) *Through Tubing Drilling on N Cormorant cuts cots*. KCA DEUTAG, 2001.p.1

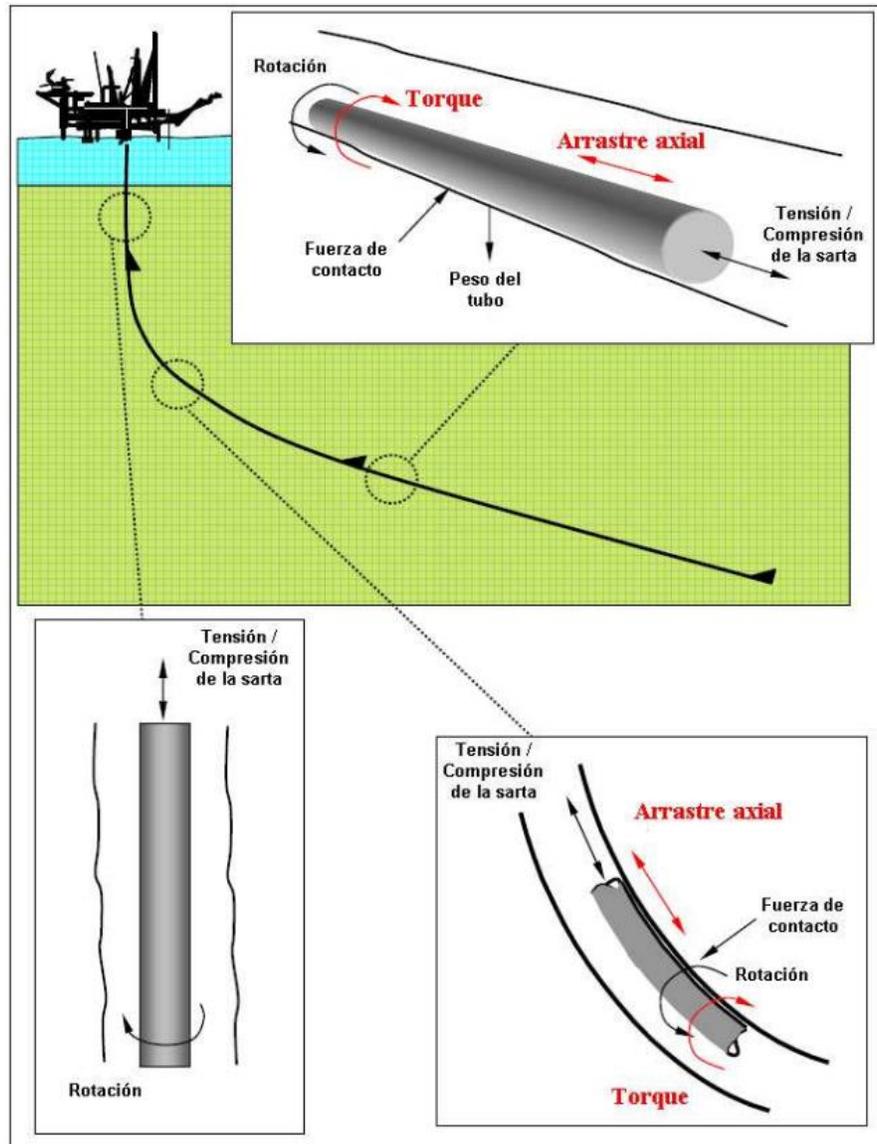
2.2. Fundamentación Teórica de la Técnica Through Tubing Rotary Drilling

En esta sección se exponen los principales fundamentos teóricos que tienen incidencia en la aplicación de la técnica Through Tubing Rotary Drilling.

2.2.1. *Torque y Arrastre*

Según Pineda et al., 2012, tanto el torque como el arrastre en los pozos verticales no son significativos debido a que la tubería está ubicada en teoría en el centro del hueco sin contacto con las paredes y no se generan fuerzas mecánicas además de la tensión y la compresión en la tubería. Sin embargo, en un pozo desviado, como en un sidetrack o un lateral, se producen fuerzas adicionales debido al contacto de la tubería con las paredes del hueco. Dichas fuerzas actúan generalmente en la dirección opuesta al movimiento de la tubería, igualmente son acumulativas y aumentan con la longitud del pozo. Estas fuerzas sobre la tubería en un pozo desviado como se observa en la Figura 2.

2.2.1.1. Torque. El torque o momento de fuerza es una magnitud física que mide la fuerza aplicada a un cuerpo rígido que tiene un punto de rotación fijo (González y Martín, 2019). En las actividades de perforación de pozos, según Mitchell et al., 2010, el torque es la fuerza necesaria para hacer girar la sarta de perforación, la cual se encuentra limitada por la capacidad de torsión de la tubería y la capacidad del equipo utilizado, y está conformada por tres componentes principales: el torque necesario para hacer girar la broca (torque por la broca), el torque para hacer girar la sarta de perforación para superar el arrastre viscoso debido al fluido de perforación (torque mecánico), y el torque debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y el pozo (torque por fricción).

Figura 2*Fuerzas mecánicas en la sarta de perforación*

Nota. Adaptado de MIMS, Mike y KREPP, Tony. *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. p.109.

2.2.1.1.1. Torque por la Broca. Es el resultado por la interacción entre la broca y la formación que está siendo perforada, la cual depende del tipo de broca utilizada según las características de la formación.

2.2.1.1.2. Torque Mecánico. El torque mecánico hace referencia al generado por la interacción de la sarta de perforación y el ensamblaje de fondo de pozo (BHA – Bottom Hole Assembly) con los ripios de la formación (derrumbes del hueco o hinchamientos), formaciones inestables o pega diferencial (differential sticking).

2.2.1.1.3. Torque por Fricción. El torque friccional es una carga generada debido a las fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y el revestimiento (completamiento en los pozos TTRD) o el hueco abierto. La magnitud de este componente está dada por (González y Martín, 2019):

Tensión o Compresión de la Tubería. A medida que se incrementa la tensión, aumenta la fuerza generada. Esta tensión tiende a sobrepasar las fuerzas gravitacionales, trasladando la fuerza de contacto a la pared superior del pozo.

DLS. Al aumentar el grado de desviación por pies (ft) perforados, se incrementa directamente la fuerza generada por fricción. Como los pozos TTRD son perforados directamente en las formaciones objetivo, este es un parámetro con mucha incidencia en este tipo de pozos que requieren altos grados de desviación.

Diámetro del Pozo y la Tubería. Un anular estrecho entre la sarta y el pozo incrementa la rigidez efectiva de la tubería, por lo tanto, las fuerzas de contacto aumentan. Lo anterior nuevamente es una característica común de los pozos TTRD Slim Hole.

Peso de la Sarta. Un peso de sarta elevado aumenta consecuentemente las fuerzas de contacto o fricción. Sin embargo, ya que las sargas utilizadas en los pozos TTRD tienen un diámetro reducido, un peso excesivo no se considera un problema que aplique para el caso.

Factor de Fricción. Entre mayor sea el factor de fricción, el cual está parcialmente relacionado al lodo de perforación empleado, incrementa por consiguiente la magnitud de la

fuerza. En la Tabla 1 se pueden observar los valores teóricos de la fricción que se encuentran en la literatura normalmente, pero es necesario aclarar que en la práctica se ha demostrado que los valores reales difieren mucho y es necesario capturar los valores para ajustar los equipos y los softwares a la hora de hacer simulaciones.

Tabla 1

Factores de fricción

Tipo de Fluido	Hueco Revestido	Hueco Abierto
Base aceite	0,16 – 0,20	0,17 – 0,25
Base agua	0,25 – 0,35	0,25 – 0,40
Salmuera	0,30 – 0,40	0,30 – 0,40
Base polimérica	0,15 – 0,22	0,20 – 0,30
Base sintética	0,12 – 0,18	0,15 – 0,25
Espumoso	0,30 – 0,40	0,35 – 0,55
Aireado	0,35 – 0,55	0,40 – 0,60

Nota. Adaptado de ROBELLO, Samuel (2010). *Friction Factors: What are they for Torque, Drag, Vibration, Bottom Hole Assembly and Transient Surge/Swab Analyses?* New Orleans.

2.2.1.2. Arrastre. El arrastre es una fuerza mecánica que impide la aceleración de un cuerpo. En las actividades de perforación de pozos, según Mitchell et al, 2010, el arrastre es una fuerza axial generada de forma similar al torque (i.e. mayores fuerzas de contacto, mayor torque), y básicamente toma el lugar del torque cuando la rotación de la sarta se detiene y la tubería se mueve únicamente en dirección axial. Al igual que con el torque, hay una componente friccional, así como una componente mecánica. El arrastre siempre va a operar en la dirección opuesta en la cual la tubería está siendo movida.

2.2.1.3. Factor de Fricción. El factor de fricción es un valor empleado para aproximar el coeficiente de fricción, necesario principalmente para la estimación teórica del torque, el arrastre y las fuerzas laterales (Mims y Krepp, 2003) (ver en la Sección 2.2.1.1.3. en la Tabla 1).

2.2.1.4. Fuerzas Laterales. Los principales factores constituyentes de la generación de fuerzas laterales son: el peso, la rigidez de la sarta, y la tensión por el DLS. Para el caso de los pozos TTRD, la tensión aumentada por el grado de desviación se considera el factor de mayor incidencia en este sentido. En síntesis, las dos causas de mayor incidencia para la generación del torque y el arrastre son las fuerzas laterales y la fricción (Mims y Krepp, 2003).

2.2.2. Tensión

La tensión, o estrés, es definida como fuerza por unidad de área. En las actividades de perforación, uno de los indicadores más empleados se presenta en términos del límite de tensión (Máximo Over Pull) el cual equivale a la carga de tensión máxima aplicada antes de alcanzar el límite elástico o de cedencia (Yield Point) durante el levantamiento de la tubería. (Mims y Krepp, 2003).

2.2.2.1. Pandeo de la Tubería. El límite de pandeo está definido como la fuerza compresional requerida para afectar la estabilidad elástica de la sarta, la cual representa la carga máxima que debería aplicarse a la misma (Mims y Krepp, 2003).

2.2.3. Hidráulica

La hidráulica es la rama de la física que estudia el comportamiento de los fluidos líquidos en función de sus propiedades específicas, es decir, estudia las propiedades mecánicas de los líquidos dependiendo de las fuerzas a las que son sometidos. Durante la perforación y la construcción de pozo, estos se encuentran determinados principalmente por el lodo o fluido de perforación.

2.2.3.1.Fluido de Perforación. El lodo o fluido de perforación es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación y regresa a la superficie por el espacio anular. El diseño del lodo o fluido de perforación es uno de los factores de mayor repercusión en la operación, ya que del correcto desempeño de sus funciones dependerá en gran medida el éxito técnico de la construcción (González y Martín, 2019). De acuerdo con el manual de fluidos de perforación API, dichas funciones son específicamente:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y la broca.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y el completamiento.
- Minimizar el impacto al ambiente.

2.2.3.2. Pérdidas de Presión en el Sistema. Según Gabolde y Nguyen, 2006, la presión de bombeo requerida para circular el fluido de perforación a una tasa de flujo dada está determinada por las pérdidas de presión en el pozo. Lo anterior puesto que la presión se disipa a través del sistema y eventualmente llega a cero cuando regresa a superficie, por lo cual la pérdida de presión total es igual a la presión inicial de bombeo, como se expresa en la Ecuación 1.

Ecuación 1

Presión de bombeo

$$\Delta P_{bomba} = \Delta P_{sarta} + \Delta P_{broca} + \Delta P_{anular} + \Delta P_{superficie}$$

Nota. Tomado de OSMAN, Abdirisak. *Analysis of slim hole drilling operations.* University of Stavanger. 2015.

Donde,

Ecuación 2

Pérdida de presión en la sarta de perforación

$$\Delta P_{sarta} = \frac{\Delta s d^{0,8} Q^{1,8} \mu^{0,2}}{901,63 D^{4,8}}$$

Nota. Tomado de OSMAN, Abdirisak. *Analysis of slim hole drilling operations.* University of Stavanger. 2015.

Ecuación 3

Pérdida de presión en el anular

$$\Delta P_{anular} = \frac{\Delta s d^{0,8} Q^{1,8} \mu^{0,2}}{901,63 D^{4,8}}$$

Nota. Tomado de OSMAN, Abdirisak. *Analysis of slim hole drilling operations.* University of Stavanger. 2015.

Ecuación 4*Pérdida de presión en la broca*

$$\Delta P_{broca} = \frac{dQ^2}{2959,41C^2A^2}$$

Nota. Tomado de OSMAN, *Abdirisak. Analysis of slim hole drilling operations*. University of Stavanger. 2015.

Donde,

Δp = Pérdida de presión (kPa)

d = Gravedad específica (kg/l)

Δs = Longitud de la sección (m)

Q = Tasa de flujo (lpm)

μp = Viscosidad plástica

DO = Diámetro del hueco abierto (in)

Di = Diámetro externo de la sarta (in)

A = Área total de las boquillas (in²)

C = Coeficiente del orificio (0,95)

$\Delta P_{superficie}$ = Pérdida de presión por fricción a través de todo el equipo de perforación convencional.

En los pozos TTRD en general, debido a los estrechos anulares propios de los pozos Slim Hole, la caída de presión en el anular representa la variable de mayor incidencia. Hasta un 60% de las pérdidas ocurren en el anular. Durante la perforación de un pozo, dicho valor de pérdidas de presión por fricción en el anular se maneja en términos de densidad de circulación equivalente (ECD) (Gabolde y Nguyen, 2006).

2.2.3.3. Densidad de circulación equivalente ECD. La ECD es la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular. La ECD es un parámetro importante para evitar golpes de presión y pérdidas, en particular en pozos que tienen una ventana estrecha entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro (Schlumberger, s.f.).

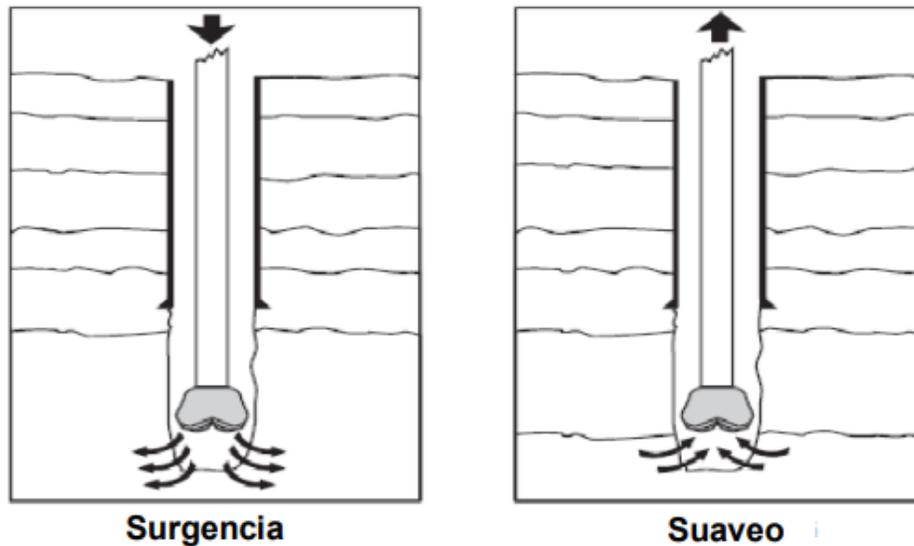
Los efectos de una alta ECD incluyen (Mims y Krepp, 2003):

- Aumento del riesgo de presentar pérdidas de circulación, especialmente en pozos de diámetro reducido. De no ser controlada adecuadamente, se provocan altos daños en la formación.
- Inestabilidad del pozo como repercusión al constante cambio de presiones al encender y apagar las bombas, lo cual depende de la litología y la frecuencia de tales fluctuaciones.
- Afectación a la limpieza del pozo, debido a las pérdidas del fluido de perforación generadas. En un esfuerzo para reducir las pérdidas se tiende a reducir la tasa de bombeo, lo cual disminuirá la eficiencia de limpieza de pozo, generando la acumulación de recortes.

En pozos Slim Hole, la ECD es por lo general significativamente superior al encontrado en pozos convencionales, causado por las altas pérdidas de presión en el anular. La magnitud de dichas pérdidas, además de depender del diámetro en el anular, se ve afectada por la profundidad del pozo, la tasa de flujo, las propiedades del fluido de perforación, la rotación de la tubería y los efectos de Surgencia y Suaveo (González y Martín, 2019).

2.2.3.4. Surgencia (Surge) y Suaveo (Swab). Aumentar y reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería. Según Rasmussen y Sangesland, 2007, las presiones de surgencia y de suaveo se producen como resultado del desplazamiento del fluido causado por el movimiento de la sarta de perforación en un pozo lleno de fluido. En los pozos desviados de gran longitud con poca separación anular (característico de los pozos TTRD), la fricción mecánica y el arrastre de fluido reducirán y frenarán el movimiento del extremo inferior de la sarta de perforación. En un pozo con poca separación anular, las velocidades de viaje deben supervisarse y controlarse para garantizar que no se generen presiones excesivas de surgencia y de suaveo.

Las presiones de Surgencia ocurren por el bajado de la tubería (RIH) proceso durante el cual se presenta un movimiento ascendente del fluido de perforación a medida que la sarta lo desplaza, generando como resultado una presión por fricción y su principal consecuencia es la posibilidad de exceder la presión de fractura, generando pérdidas de circulación en el área; por el contrario, el efecto de Suaveo equivale a una disminución de la presión, producida por el movimiento del fluido de perforación al sacar la tubería (POOH). Este movimiento del fluido se genera durante el levantamiento de la sarta debido al espacio vacío generado inmediatamente debajo de la broca, y debido a la capacidad del lodo de adherirse a la tubería. Las consecuencias de este efecto dependen de la formación. En formaciones impermeables tipo shale, esta reducción de la presión genera cavernas en el hueco, produciendo derrumbes que pueden desembocar en el empaquetamiento de la tubería. En formaciones permeables, esta reducción es más crítica, puesto que provoca invasión de fluidos, que pueden originar patadas de pozo (Hawker, 2002). Los efectos producidos en el pozo por la surgencia y el suaveo se observan en la Figura 3.

Figura 3*Efectos de Surgencia y Suaveo*

Nota. Tomado de HAWKER, Dave. *Hidráulica del fluido de perforación*. Alberta: Datalog, 2002.

2.2.3.5.Limpieza de Pozo. Según Schlumberger. (s.f.), la limpieza del pozo es la capacidad de un fluido de perforación en circulación para transportar los fragmentos de roca fuera de un pozo. Los factores que intervienen en la limpieza son:

- Velocidad del fluido anular.
- Ángulo de inclinación del hueco (Dog Leg).
- Rotación de la sarta de perforación.
- Excentricidad del hueco / tubería.
- Tasa de penetración (ROP).
- Propiedades del lodo.
- Características de los recortes.

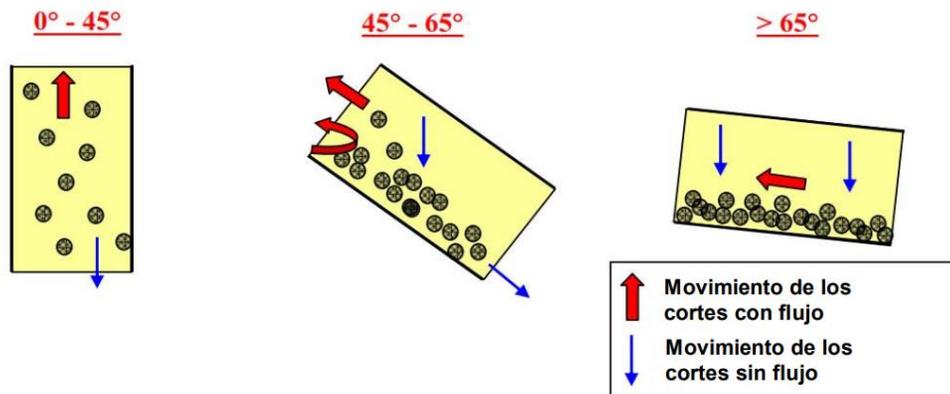
2.2.3.5.1. Velocidad del Fluido Anular. La tasa de flujo es un factor dominante en la limpieza de los recortes durante la perforación pozos direccionales. A mayor tasa de flujo, será

más eficiente la remoción de los recortes, sin embargo, lo alta que puede ser la tasa de flujo está limitado por: El ECD máximo permitido, la susceptibilidad de la sección de pozo descubierto a la erosión hidráulica y la disponibilidad de potencia hidráulica de la plataforma.

2.2.3.5.2. Ángulo de Inclinación del Hueco (Dog Leg). El trabajo de laboratorio ha demostrado que, cuando el ángulo del pozo aumenta de cero a aproximadamente 65° desde la vertical, la limpieza del pozo se vuelve más difícil y aumenta la necesidad de caudal. Además, se ha demostrado que una parada repentina de la bomba puede provocar que los recortes se caigan al fondo y puede provocar un problema mecánico de pega de la tubería. Aunque la inclinación del pozo puede ocasionar problemas de limpieza, es un requisito de la necesidad de perforar una construcción lateral (característico de los pozos TTRD).

Figura 4

Transporte de recortes a diferentes inclinaciones



Nota. Tomado de MIMS, Mike y KREPP, Tony. *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. Pág. 73.

Según Mims y Krepp, 2003, las condiciones para la limpieza de un pozo pueden ser divididas de acuerdo con el ángulo de inclinación, como se observa en la Figura 4. En un pozo vertical (hasta 45° de inclinación), los cortes son conducidos a superficie en dirección al flujo, donde la distancia hasta el fondo se mide en miles de pies (ft). En estos la limpieza no suele

considerarse una dificultad, pues esta es provista por la viscosidad y la tasa de flujo del fluido. En pozos con inclinaciones en un rango de 45° - 65° , se forman fácilmente camas de recortes, puesto que la distancia al fondo se reduce a una medición en pulgadas. En estos pozos es característico que al apagar las bombas las camas se deslicen hacia el fondo del pozo. Finalmente, en pozos con inclinaciones en un rango de 65° - 90° , los recortes forman camas largas y continuas, cuya remoción requiere obligatoriamente de agitación mecánica.

2.2.3.5.3. Rotación de la Sarta de Perforación. Los estudios de laboratorio han demostrado, y los casos de campo han informado que la rotación de la sarta de perforación tiene efectos que van desde moderados a significativos en la mejora de la limpieza del pozo. Se ha confirmado que el movimiento giratorio de la sarta alrededor de la pared del pozo cuando gira es el principal contribuyente a la mejora de la limpieza del pozo. La agitación mecánica del lecho de recortes en el lado bajo del pozo y la exposición de los recortes a velocidades de fluido más altas cuando la tubería se mueve hacia el lado alto del pozo son el resultado de la acción de giro de la tubería.

Aunque existe una clara ganancia en la limpieza del hueco con la rotación de la sarta, existen ciertas limitaciones para su implementación. Por ejemplo, durante la construcción de ángulos con un motor de fondo de pozo (modo deslizante), no se puede inducir la rotación. Con los nuevos sistemas rotativos de dirección, esto ya no es un problema. Sin embargo, la rotación de la tubería puede causar tensiones cíclicas que pueden acelerar las fallas de la tubería debido a la fatiga, el desgaste de la tubería de revestimiento y en algunos casos la destrucción mecánica de las secciones de pozo descubierto. En la perforación de pozos estrechos (como los pozos TTRD), la alta rotación de la tubería puede causar altos ECD debido a las altas pérdidas de presión por fricción anular.

2.2.3.5.4. Excentricidad del Hueco / Tubería. En la sección inclinada del pozo, la tubería tiende a descansar en el lado bajo del pozo debido a la gravedad. Esto crea un espacio muy estrecho en la sección del anillo debajo de la tubería, lo que hace que la velocidad del fluido sea extremadamente baja y, por lo tanto, la imposibilidad de transportar los recortes a la superficie. Cuando aumenta la excentricidad, las velocidades de partículas / fluidos disminuyen en el espacio estrecho, especialmente para fluidos de alta viscosidad. Sin embargo, debido a que la excentricidad se rige por la trayectoria del pozo seleccionado, su impacto adverso en la limpieza del pozo puede ser inevitable.

2.2.3.5.5. Tasa de Penetración (ROP). Un aumento en la velocidad de perforación siempre resulta en un aumento en la cantidad de recortes en el espacio anular que deben ser transportados a la superficie. Para garantizar una buena limpieza del pozo durante la perforación a una alta ROP, es necesario ajustar el caudal y/o la rotación de la tubería. Si se superan los límites de estas dos variables, la única alternativa es reducir la ROP; aunque una disminución en la ROP puede tener un impacto perjudicial en los costos de perforación, el beneficio de evitar otros problemas de perforación, como el atascamiento mecánico de la tubería o un torque y arrastre excesivos, puede compensar la pérdida de ROP.

2.2.3.5.6. Propiedades del Lodo. Las funciones de los fluidos de perforación son muchas y pueden tener influencias competitivas únicas. Las dos propiedades del lodo que tienen un impacto directo en la limpieza del pozo son la viscosidad y la densidad. Las principales funciones de la densidad son la estabilización mecánica del pozo y la prevención de la intrusión del fluido de formación en el espacio anular; por otro lado, la viscosidad tiene la función de mantener en suspensión los recortes (y derrumbes) que se encuentren en el pozo.

2.2.3.5.7. Características de los Recortes. El tamaño, la distribución, la forma y la gravedad específica de los recortes afectan su comportamiento dinámico en un medio fluido de perforación. La gravedad específica de la mayoría de las rocas es de aproximadamente 2,6, por lo tanto, la gravedad específica puede considerarse un factor invariable en el transporte de recortes. El tamaño y la forma de los cortes están en función de los tipos de brocas (conos de rodillo, compacto de diamante policristalino (PDC), matriz de diamante), el reafilado que se produce después de su generación y la rotura formada por la rotación de la sarta de perforación. Es imposible controlar su tamaño y forma, incluso si se ha seleccionado un grupo de brocas específico para generarlos. Los recortes más pequeños son más difíciles de transportar en la perforación de pozos direccionales (como los pozos TTRD); sin embargo, con cierto aumento de viscosidad y rotación de la tubería, las partículas finas parecen permanecer en suspensión y son más fáciles de transportar.

2.2.3.6.Limpieza de Pozos en Perforación de Pozos Direccionales. El trabajo de laboratorio y la experiencia de campo ha demostrado que la perforación con un ángulo de inclinación superior a aproximadamente 30° desde la vertical plantea problemas en la extracción de recortes que no se encuentran en los pozos verticales. En la Figura 5 se observa la acumulación de recortes en el lecho en los pozos direccionales.

La limpieza inadecuada del pozo puede generar costosos problemas de perforación, tales como:

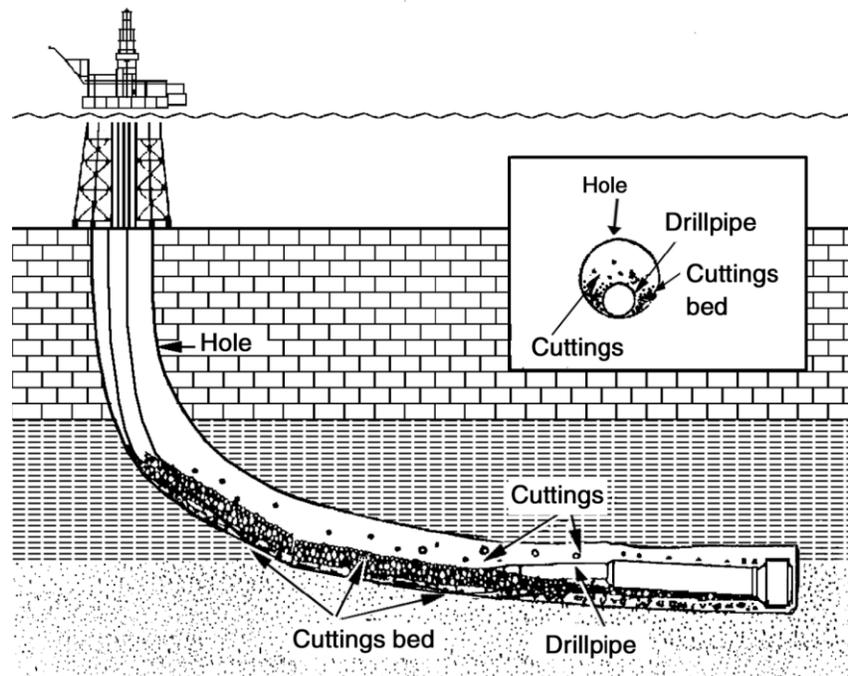
- Pega mecánica de tuberías.
- Desgaste prematuro de la broca.
- Perforación lenta.
- Fracturamiento de formaciones.

- Torque excesivo y arrastre en la sarta de perforación.
- Dificultades para sentar las tuberías de revestimiento.

El problema más frecuente es el torque y el arrastre excesivos, que a menudo conducen a la incapacidad de alcanzar el objetivo en perforaciones de gran ángulo / alcance extendido.

Figura 5

Acumulación de recortes en el lecho en los pozos direccionales



Nota. Tomado de PetroWiki. (s.f.). *Hole Cleaning.* <https://bit.ly/321e0Qk>

2.3. Componentes de los Pozos TTRD

2.3.1. Componentes Básicos Usados en las Operaciones de Perforación de Pozos TTRD

La técnica TTRD se caracteriza precisamente por ser ejecutado mediante el método convencional de perforación. Utilizando los equipos de perforación conocidos ampliamente en la industria para la perforación de pozos desviados y sidetrack; con la única diferenciación que se tienen algunas restricciones y el tamaño de las herramientas es tan pequeño y poco común que en algunas ocasiones tienen que ser diseñados exclusivamente para el pozo.

2.3.1.1. Whipstock. Según Nieuwenhuizen et al.,2001, la operación TTRD inicia con el abandono o suspensión del pozo madre y por lo general, con la instalación del Whipstock para realizar la desviación o sidetrack. Como se observa en la Figura 6, esta herramienta se define como una rampa, cuchara de acero o cuña de orientación usada para desviar el conjunto de BHA que contiene la broca o el cortador hacia la pared del pozo y en la Figura 7 se observa un esquema del Whipstock. Este equipo puede ser sentado para dejarlo fijo o puede ser retirado una vez terminada la perforación del lateral.

Tradicionalmente la gran mayoría de operaciones de desviación de pozos se inician colocando un tapón de cemento, estas operaciones implican la perforación de un pozo piloto y la colocación de un tapón de cemento que se extienden algunos metros por debajo y por encima del KOP, una vez el cemento ha fraguado, se corre un BHA direccional para arrancar el pozo y comenzar con la perforación del sidetrack. El éxito de esta perforación depende de la integridad del cemento, es decir, la resistencia a la compresión de la formación, calidad de cemento, tiempo del curado y un mal fraguado, entre otros problemas operacionales y del entorno de perforación, lo que lo convierte en muchas ocasiones en una operación complicada, riesgosa y costosa.

Para evitar estos problemas, se desarrolló el sistema Whipstock, que permite al operador anclar en su lugar y establecer un KOP fiable a la profundidad y orientación precisa en la mayoría de los casos, además puede ser utilizado tanto en pozos abiertos, como en pozos revestidos.

Figura 6*Funcionalidad Whipstock*

Nota. Tomado de Stockholm Precision Tools, 2021, <https://bit.ly/3fRH8SA>

Se ha diseñado un sistema Whipstock que se aplica para técnicas Trough Tubing Drilling, el cual puede salir de la tubería de revestimiento por debajo de la tubería de producción, y perforar un orificio de 1 a 4.5 m para iniciar el arranque del lateral. Este diseño pasa a través de la tubería y se ancla en el liner para realizar el fresado de la ventana.

Los sistemas Sidetrack para pozos entubados han utilizado cuñas durante varios años. Se han diseñado sistemas de Whipstock TrackMaster para hacer frente a los retos de perforación, actualmente se ofrecen dos opciones para colocar el Whipstock, que dependen de si el operador necesita acceder o aislar el intervalo bajo el KOP (Bruton, et al., 2014).

Figura 7*Herramienta Whipstock*

Nota. Tomado de BRUTON, Greg., MORAN, Jimmy., STRACHAN, Ryan y TORGE, Ketil. *Whipstock Options for Sidetracking*, de Schlumberger, 2014

2.3.1.2. Cortador o Fresadora (Mill). Esta herramienta muele el metal de la tubería de revestimiento, con la intención de crear una ventana o eliminar una sección continua de dicha tubería para que el nuevo pozo o sidetrack pueda desviarse del pozo madre. Dependiendo del tipo de trituración o eliminación de metal que se requiera, la forma de las estructuras de corte de los fresadores varía (Schlumberger, s.f.).

Los cortadores o fresadoras más usados en la perforación de pozos TTRD son los llamados “Diamond Speed Mill” (como se observa en la Figura 8) y “Watermelon Mill”. Estas fresadoras son excelentes para moler puntos en el casing, eliminar keyseat, doglegs y extender las ventanas de los Whipstocks. Cabe resaltar que este tipo de cortadores fueron utilizados por

primera vez en BP Colombia, ya que demostraron su eficacia para cortar acero y formación dura en una sola pasada.

Figura 8

Diamond Speed Mill



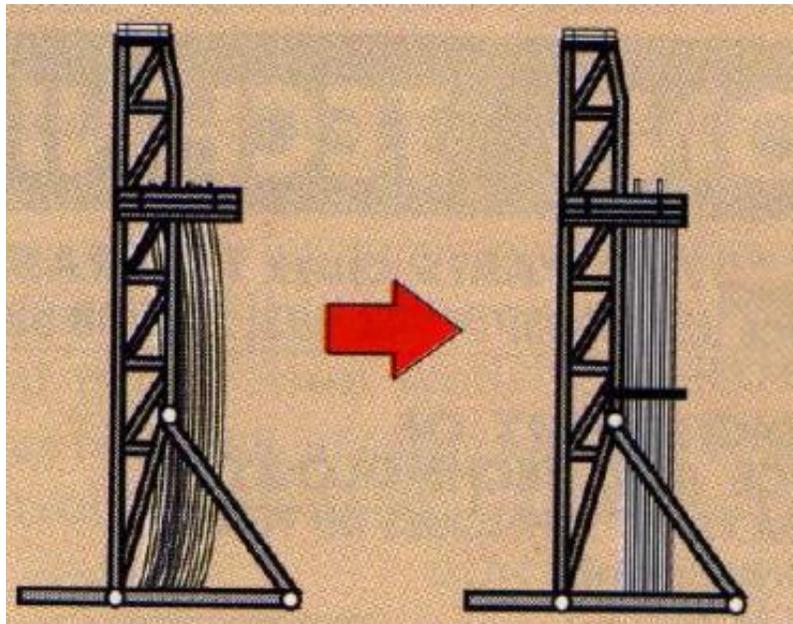
Nota. Tomado de *Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia TTRD in Colombia* (p.6), PEREZ, Edilberto, 2011, Acipet.

2.3.1.3. Taladro de Perforación. La perforación de un pozo TTRD, demanda de un bajo requerimiento de potencia por parte del taladro, debido a los pequeños diámetros que se van a perforar, por lo tanto se emplean taladros pequeños de hasta 1000 HP, adicionalmente se debe modificar el Top- Drive en dos áreas: La limitación del torque y la manipulación de la tubería.

Los operadores deben asegurarse de que el limite del torque del top drive pueda manejar los torques relativamente pequeños a las bajas RPM requeridas en una operación TTRD, esto puede incluir una recalibración de los limites del torque o incluso una modificación en la unidad de control del Top Drive.

Figura 9

Rack de agarre intermedio



Nota. Tomado de *Introduction to Through Tubing Rotary Drilling*. Aberdeen (p.13),2014, Leading edge advantage.

Dado que la sarta de perforación normalmente es de un diámetro reducido, de 2-7/8", es muy flexible. El montaje de agarre intermedio en el rack requiere un tratamiento especial y la instalación de un carrusel denominado "Belly Boards" para controlar los soportes de la tubería y añadir seguridad a las operaciones, como se observa en la Figura 9 (Reynolds et al., 2003).

2.3.1.4. Blow Out Preventer (BOP). El sistema de prevención de reventones suele ser el mismo empleado en la perforación de pozos convencionales, teniendo en cuenta el requerimiento de contar con la capacidad de tubería de pequeño diámetro. Hay dos opciones de BOP para el TTRD: volver a colocar el BOP existente en el pozo y colocar el nipple en el cabezal, o adquirir un BOP de 7-1/16" y colocar el nipple en la parte superior del árbol de Navidad.

La segunda alternativa suele ser la mejor solución técnica y económica, ya que ahorra el nipple-up del árbol de navidad, puede configurarse adecuadamente para el TTRD y permite que

el nipple-up del TTRD este fuera de línea mientras el equipo principal esta ocupado (Reynolds et al., 2003).

Un ensamblaje tipico de BOP TTRD de 7-1/6 “ es el siguiente :

- BOP anular.
- BOP Pipe Ram (2-7/8" a 5").
- BOP de ariete ciego/de cizalla.
- BOP Pipe Ram (2-7/8" a 5").
- Riser Spool y Cross-Over.

Los Pipe Ram deben estar lo suficientemente separados como para permitir que las subidas de la tubería sean retiradas a través de un Pipe Ram a la vez. También se recomienda colocar un BOP Blind/Shear Ram directamente en la parte superior del árbol como una especie de válvula maestra secundaria. Y finalmente es aconsejable instalar una manga para proteger del desgaste al sistema BOP (Lawson y Nieuwenhuizen, 2001).

2.3.1.5. Ensamblaje de Fondo de Pozo o Bottom Hole Assembly (BHA). Es uno de los componentes basicos más importantes en los pozos perforados con esta técnica, ya que en él van los componentes más vulnerables de la sarta de perforacion, por lo tanto, deben ser especiales y en algunas ocasiones diseñados unicamente para ser usados en una campaña TTRD. Su tamaño se encuentra limitado por el completamiento y el mínimo diámetro interno del pozo original.

El BHA para la perforación de un pozo TTRD requiere de herramientas con excelente capacidad direccional para operar en escenarios de formaciones altamente consolidadas y zonas con altos dog legs, que se presentan normalmente en este tipo de pozos. Reynolds et al. (2003) afirma que: un BHA típico de TTRD incluye un motor de lodo, normalmente de 2-7/8”, 3-1/8” ó dependiendo del tamaño de hueco a perforar y las herramientas de LWD y MWD de pozo de

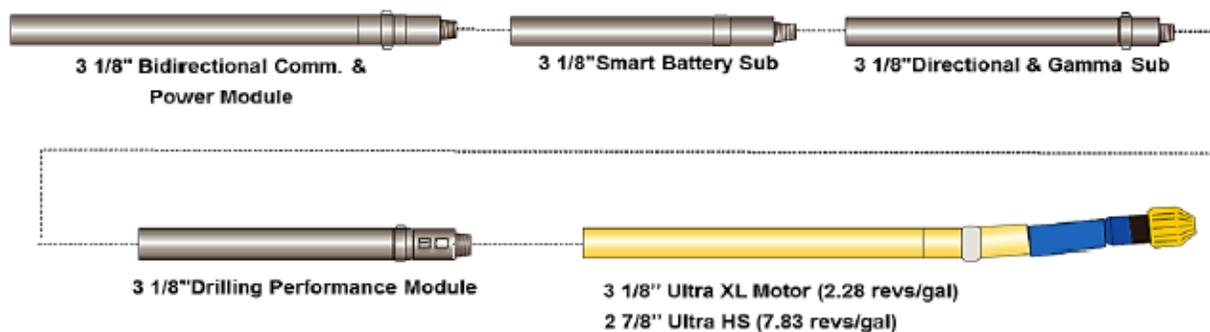
diámetro reducido. En la Figura 10 se observa un BHA típico para perforar un hueco de 4-1/8" con tubería de 2-7/8".

La experiencia en Colombia de TTRD, recomienda usar motores "Xtreme" (4.08 rev/gal), ya que es más fuerte, genera más torque y es similar en peso y capacidad de flujo a los otros motores "High Speed" (7.1 rev/gal en la zona tangencial) y "Low Speed". Drilling Ahead. (1 de Septiembre de 2020). *TTRD Slim Hole* [Video]. Youtube. <https://youtu.be/s-qbNK5qWVc>

Entre los componentes opcionales para un BHA TTRD, se cuenta con: Hydraulic Jar, herramientas HWDP (Heavy Weight Drill Pipe), CoPilot, Desconector Hidráulico, Agitator, entre otros.

Figura 10

Configuración Típica de BHA



Nota. Tomado de *Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia*, por Pérez, Edilberto, et al. 2011, Acipet.

Los accesorios de circulación (sección 4.2.5.1.) y el agitador hidráulico (sección 4.2.5.5.), se utilizan para mejorar la limpieza del pozo y la transferencia de peso en la sarta, respectivamente, pero también conllevan sus propias consideraciones y riesgos operativos. Dado que los BHAs de TTRD suelen estar formados por componentes de diferentes proveedores, es

(como se observa en la Figura 13) y brocas tricónicas con diámetros que van desde 3- $\frac{3}{4}$ ” hasta 5- $\frac{5}{8}$ ” (para el caso del primer pozo TTRD perforado en el año 2008).

Figura 12

Broca Bicéntrica



Nota. Tomado de *Drill Bits Bi-Center Product Data sheet*. Varel Indonesia Drilling Manufacture Drill, 2020, <https://bit.ly/3dgEjc4>

Figura 13

Broca PDC 4 1/8”



Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). *Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

2.3.1.5.2. Drill Pipe y Conexiones. El diámetro de la tubería de perforación o drill pipe varía dependiendo del diámetro del tubing y otras restricciones en el completamiento del

pozo madre, además es importante analizar otros parámetros muy importantes para su selección, tales como, el tamaño, el rango, la rigidez, la disponibilidad, la resistencia a la fatiga y la capacidad de soportar overpull críticos.

Según Moss et al., 2001, debido a que los pozos TTRD son propensos a pegarse con la tubería tanto por pega diferencial como mecánica, la capacidad de overpull es crítica. No es raro que se necesiten 30.000 libras de overpull para liberar una sarta de perforación pegada.

En la experiencia internacional la conexión roscada estándar para perforaciones TTRD ha sido la conexión Hydril 533 Wedge Thread™, debido a su combinación única de características que se ajustan bien a los requisitos de TTRD, que según Reynolds et al., 2003, incluyen:

- Capacidades de tensión y compresión desde al menos el 100% de los valores nominales del cuerpo del tubo.
- Rendimiento a la torsión muy alto.
- Diámetro interior grande y diámetro exterior pequeño para una baja presión en el stand pipe y ECDs.
- Sello metálico hermético al gas para su uso como liner de producción.

En Colombia la situación ha sido diferente y según Pérez et al.2011, a grandes profundidades de hasta 18.000 ft en pozos de 3-3/4", una elección apropiada de Drill String que cumple los requisitos de este tipo de operación es una de 2-7/8" con conexiones XT 27 (Tool Joint OD 3.375", ID: 1,844").

2.3.1.5.3. DHSV Protection Sleeve o Manga de Protección de la DHSV. DHSV Protection Sleeve o Manga de Protección de la DHSV es un método de bajo coste para proteger la DHSV (Down Hole Safety Valve – Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo) y proporcionar

seguridad adicional durante las operaciones de intervención a través de las válvulas de seguridad subsuperficiales.

Las mangas protectoras pueden diseñarse para adaptarse a cualquier perfil y cuentan con un dispositivo para mantenerlo en posición. También se puede suministrar un dispositivo de bloqueo que evitará que la manga de protección se mueva hacia arriba al sacar la tubería a través de la manga.

El uso de esta manga reduce el diámetro del completamiento en la válvula, pero los ahorros en términos de tiempo y costos hacen que se considere la utilización de estas. Dependiendo del tamaño y tipo de válvula, la camisa puede ser instalada temporal o permanentemente.

2.3.1.5.4. *Circulating Sub.* Es una herramienta de fondo de pozo que permite establecer una tasa de circulación más alta al abrir un camino hacia el anular en la sección de la sarta de herramientas donde van los LWD, MWD, registros eléctricos y demás sensores. Son ideales para los pozos perforados con esta técnica ya que debido a los pequeños anulares, bajos caudales y bajas tasas de circulación, la limpieza del pozo puede verse afectada y por lo tanto el éxito de la operación.

Como se observa en la Figura 14, los *Circulating Sub* se utilizan para abrir una vía de circulación por encima del BHA, o para recuperar la circulación si se pierde debido a un bloqueo en el BHA. Hay tres opciones: un disco de ruptura, una caída de bola de cizallamiento o una combinación de ambas. En este último caso, si se pierde la circulación, se aumenta la presión para romper el disco de ruptura. De este modo, se obtiene una tasa de circulación suficiente para permitir la caída de una bola, que cede el asiento de la bola, dejando al descubierto los puertos que permiten la circulación al máximo posible (Crumpton, 2018).

Figura 14*Circulating Sub*

Nota. El Circulating Sub consta de una caja (1) con dos puertos, un pistón (2); un resorte (3); una manga de asiento de bola (4); un adaptador de elevador (5) y el captador de bolas (6). Tomado de *Drilling Equipment Service Company*, <https://bit.ly/2Pz5ANS>

2.3.1.6. Sistema de Detección de Patadas. La detección de patadas es una característica importante en la perforación TTRD, según Reynolds et al., 2003, al perforar un pozo de 4-1/8" con una sarta de 2-7/8", el volumen anular es inferior a 0.85 barriles por cada 100 ft de pozo perforado. Si el sistema de detección de patadas tiene una sensibilidad de +/- 5 barriles, una longitud de pozo abierta de casi 600 ft podría ser totalmente evacuada antes de que se detectara la patada; Este parámetro es muy importante, ya que una afluencia muy pequeña puede causar una reducción significativa de la presión del fondo del pozo (Kholy et al., 2005).

Una buena práctica para mejorar la detección temprana de patadas es:

- Reduciendo en gran medida el volumen de lodo activo.
- Instalando un medidor de flujo más preciso en el standpipe y en la línea de flujo.
- Considerar métodos de medición del volumen del tanque más precisos, por ejemplo, detección de nivel por radar con "pozos de sedimentación".

- Instalación de sensores más susceptibles para el manejo de volúmenes pequeños.

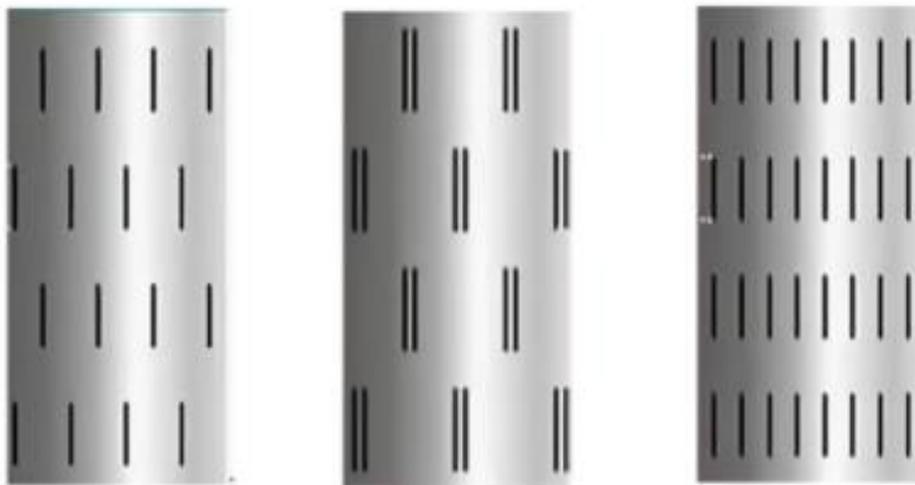
2.3.2. *Componentes Básicos Usados en las Operaciones de Completamiento de Pozos TTRD*

Debido al reducido tamaño de anulares manejados en la perforación de un pozo TTRD, las operaciones de cañoneo del liner son complejas y han sido descartadas; además la cementación de los completamientos ha sido un factor crítico y en muchas ocasiones han provocado la pérdida total del lateral, es por eso que los liners preperforados, sands screen, uso de empaques hinchables y dejar el hueco abierto, ha sido la opción más viable para completar este tipo de pozos.

2.3.2.1. Pre-Drilled Liner o Liner Pre-Perforado. Revestimiento en el que se han hecho ranuras u orificios antes de ensamblar la sarta y correrla en el pozo. Estos tipos de revestimientos se utilizan normalmente en pozos Slim Hole, laterales o pozos TTD, donde no hay la necesidad de cementar. El propósito principal del revestimiento ranurado como se observa en la Figura 15, es prevenir el colapso del pozo en formaciones que pueden tender a derrumbarse después de ser perforadas, o cuando la presión de la formación se agota.

Figura 15

Pre-Drilled Liner o Liner Pre-Perforado



Nota. En la Figura se observan los tipos de configuraciones principales para liners (de izquierda a derecha).

A) Ranuras simples escalonadas, B) Ranueras escalonadas múltiples, C) Ranuras rectas. Tomado de *Slotted Liner – API Base Pipe With Customized Slot Size*, Senjie. <https://bit.ly/3wVQnqN>

2.3.2.2.Mallas de Arena o Sand Screen. Según Ahad.,et al, 2020, una malla de arena consiste en un liner ranurado o perforado (como se observa en la Figura 16) colocado en el pozo y rodeado de arena, esta capa de arena forma un filtro en profundidad y excluye la arena del pozo. Las mallas de arena son utilizadas para completamientos de pozos abiertos y entubados, pozos con condiciones severas en fondo y en pozos slim hole como una opción del completamiento y aislamiento zonal del nuevo lateral o sidetrack perforado debido a los diámetros reducidos. La tecnología más reciente de estas mallas, son las expandibles en las que una malla metálica tejida se adhiere a un liner ranurado y está protegida por una cubierta exterior perforada. La malla se amplia mecánicamente en el fondo del pozo para expandirse cómodamente contra el pozo, eliminando el espacio anular y proporcionando apoyo al pozo. El uso de estas mallas para el completamiento en vez de liner preperforados está relacionado con el tipo de formación en donde se haya perforado el lateral, siendo idóneas para formaciones blandas y con posible producción de arena, que pueda ocasionar problemas de taponamiento.

Figura 16

Mallas de Arena o Sand Screen



Nota. Tomado de *MeshSlot Premium sintered mesh screens*. SLB , 2014.

2.3.2.3. Empaques Hinchables o Swell Packers. Como se observa en la Figura 17, estos empaques consisten en un tubular API, con elastómero adherido en capas a lo largo del tubular. El elemento se hincha por la absorción de hidrocarburos, esta fuente de hidrocarburos puede provenir del yacimiento, del fluido de perforación o de un fluido manchado. Kennedy y Lawless, 2005 afirman que :El hinchamiento del elastómero es un proceso de absorción termodinámico; las propiedades termodinámicas del elastómero provocan una atracción entre las moléculas, lo que hace que la estructura molecular se estire permitiendo que el petróleo entre en la estructura. Aunque el packer no se hincha en agua pura, las pruebas y las aplicaciones de campo han demostrado que el packer sigue hinchándose en cortes de agua de hasta el 98% (Pág. 2).

Según Kleverlaan y Noort, 2005, el hidrocarburo no degrada la estructura del caucho, sino que simplemente altera las propiedades mecánicas, reduciendo la dureza, la resistencia a la tracción y el módulo de Young. El cambio en las propiedades mecánicas es una función del cambio de volumen en el elemento de caucho.

El proceso de hinchamiento es un proceso que depende del tiempo y está controlado principalmente por la viscosidad del hidrocarburo absorbido. Se utilizan diferentes tipos de packers en función de las condiciones de fondo de pozo y del fluido de perforación. Para las aplicaciones en las que los empacadores se despliegan en un fluido de perforación a base de agua a temperaturas inferiores a 220 °F, se utiliza un empacador con una sola capa de elastómero adherido. Las aplicaciones a temperaturas superiores a los 220 °F requieren el uso de un empacador de alta temperatura, construido especialmente para evitar la desconexión del elastómero de la tubería base.

Para un sistema de lodo a base de aceite como normalmente se usan en las operaciones TTRD, se utiliza un empacador con una construcción de múltiples capas para retrasar la

aparición de la hinchazón mientras los empacadores se introducen en el pozo. El packer está formado por un núcleo interior de alta hinchazón rodeado por una capa exterior de baja hinchazón y una barrera de difusión. Las dos capas exteriores suelen retrasar el inicio del hinchamiento en 72 horas o más.

En el Mar del Norte, la campaña de perforación TTRD North Cormorant tenía como objetivo el desarrollo de reservas marginales a bajo coste. Este yacimiento se caracteriza por ser muy compartimentado, con reservas de petróleo de baja presión intercaladas entre secciones de esquisto y zonas de agua de alta presión. Los anteriores pozos se completaron con la cementación de un liner de 2-7/8", la limpieza del liner y la perforación con coil tubing. Con espacios anulares reducidos y pesos de lodo elevados, el proceso de cementación era complejo. Además, la limpieza del liner y los trabajos de perforación subsiguientes supusieron una cantidad significativa de tiempo no productivo. La magnitud de los costes adicionales de limpieza y perforación de los pozos puso en peligro toda la tecnología de perforación TTRD.

Para seguir perforando en North Cormorant con las técnicas de pozos tipo Slim Hole, fue necesario un cambio de completamiento para mejorar el aislamiento zonal. Esto condujo a la utilización de empaques de hinchamiento de lodo a base de aceite en combinación con liner preperforados y blank pipe como alternativa a la cementación. Se perforó un sidetrack de 4-1/2" y 2.424 ft hasta una profundidad total de 15.128 ft. Se desplegaron doce empaques hinchables de 4,2" de diámetro exterior, espaciados entre el blank pipe y el liner preperforado, en el pozo abierto para aislar las zonas individuales. Se dejó el pozo en reposo para que los empacadores se hincharan completamente con el lodo base aceite antes de poner el pozo en producción con cero cortes de agua (Kleverlaan y Lawless, 2004).

Figura 17

Empaques Hinchables o Swell Packers



Nota. Tomado de SWELLABLE PACKERS, Weatherford, <https://bit.ly/3sebZuM>

2.3.3. Componentes Básicos Usados en las Operaciones de Producción de Pozos TTRD

Una vez el pozo TTRD, esta perforado y completado, esta listo para poner en marcha su producción por los métodos convencionales existentes y funcionar como cualquier otro pozo normal. En las campañas de Colombia, los pozos que han sido perforados como TTRD, han sido producidos por flujo natural.

3. Ventajas, Limitaciones y Lecciones Aprendidas en la Técnica TTRD

3.1. Ventajas de la Tecnología Through Tubing Rotary Drilling

La técnica TTRD Slim Hole tiene un amplio conjunto de ventajas y beneficios con respecto a los pozos convencionales y la técnica CTD Slim Hole. A continuación, se describen algunas de las principales ventajas.

3.1.1. Aumento de Reservas Consideradas No Recuperables

En los yacimientos maduros se encuentran bolsillos de hidrocarburos aislados de las zonas de drenaje de los pozos productores las cuales son alcanzados generalmente con pozos de “relleno” (pozos nuevos entre pozos productores existentes), pero no todos son recuperables porque la viabilidad de la implementación de este tipo de pozos está restringida por la

rentabilidad de los mismos, y con la utilización de la técnica TTRD, las reservas consideradas no recuperables Np4¹ por los métodos convencionales, se vuelven rentables, viables y accesibles.

3.1.2. Aumento de la Producción

Por medio de la aplicación de la técnica TTRD se puede tener un incremento en la producción debido al aumento del área expuesta del pozo con el yacimiento, la intersección de las fracturas naturales, el By-Pass de daño a la formación, el acceso a zonas no drenadas, nuevos yacimientos y/o a zonas de interés por debajo del TD actual (profundizaciones).

3.1.3. Reducción de Tiempos y Costos

La técnica TTRD Slim Hole propone empezar la perforación (KOP) a través del completamiento existente en el tope de la formación objetivo utilizando, aprovechando y sobre explotando la perforación previa, el estado mecánico y equipos de superficie del pozo madre. Como resultado de lo anterior, no se requieren grandes trabajos de obras civiles (Locación, vías, etc.), no es necesario perforar el overburden, ni retirar el completamiento existente, e igualmente, después de terminado el sidetrack la puesta en producción es rápida porque se usan los equipos de superficie y las facilidades de producción del pozo original, lo que representa un ahorro sustancial de costos y de tiempo. Adicionalmente se usan taladros más pequeños (menor costo de combustible) y debido al reducido tamaño del hueco, se requiere menos lodo, menos fluido de completamiento y hay una menor cantidad de cuttings.

3.1.4. Amigable con el Medio Ambiente

Para hacer una construcción de pozos de diámetro pequeño, el requerimiento de volumen de agua para el lodo de perforación y fluido de completamiento es mínimo, además, la cantidad de recortes generados en la perforación se ven reducidos significativamente, al igual que la

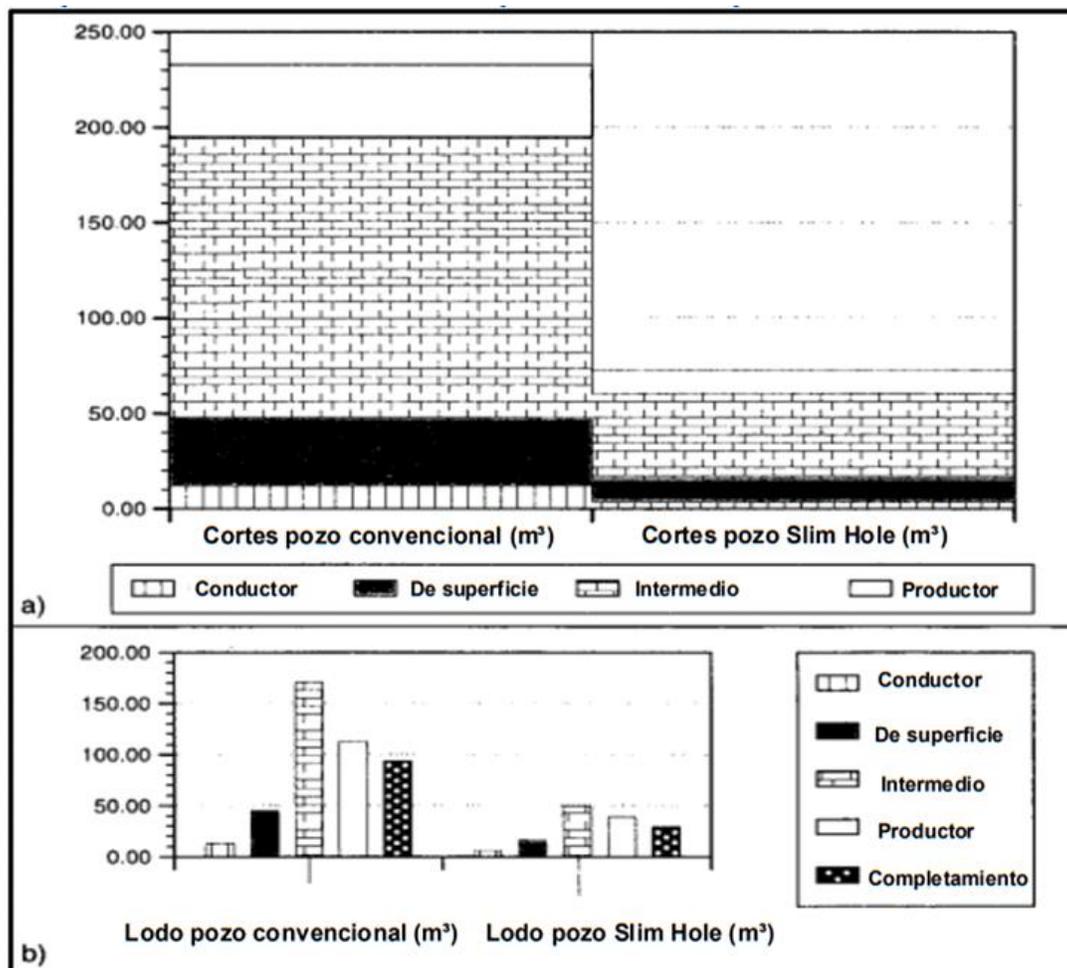
¹ Reservas Np4: reservas que tienen alguna limitación de recuperación técnica, tecnológica o económica.

necesidad de potencia en el equipo de perforación y por lo tanto el consumo de combustible en comparación a un pozo convencional.

En la Figura 18 se puede observar una comparación en el volumen de lodo y los recortes en un pozo convencional y un pozo Slim hole y en la Tabla 2 una comparación del consumo de combustible y la emisión de gases a la atmosfera.

Figura 18

Volúmenes de cortes (a) y lodo (b) en las secciones de un pozo convencional en comparación a un pozo Slim Hole.



Nota. Tomado de *Coiled Tubing Drilling: A Means To Minimize Environmental Impact* (Pág. 11). Por Faure et al, 1994, SPE.

Tabla 2

Comparación del consumo de combustible y la emisión de gases a la atmosfera

		Unidad de Coiled Tubing (CTD)	Taladro Pequeño (TTRD)	Taladro Convencional
Diesel [m ³ /mes]		25	35	160
	CO ₂	2,122	3,293	15,055
	CO	2,5	3,7	16,8
Emisión de gases [Kg/día]	NOX	2,1	4,6	21
	HC	2,8	3,9	17,8
	HC (Gas)	1,1	1,83	8,4
	SO ₂	2,2	4,2	19,4

Nota. Adaptado de *Slimhole Drilling: Applications and Improvements* (Pág. 27), por Zhu y Carrol, 1995, Oklahoma: Niper.

3.1.5. TTRD vs. CTD

Como se mencionó anteriormente el TTRD es una de las variantes del TTD, al igual que el CTD, sin embargo, este documento se enfocó solamente en la técnica TTRD debido a sus fortalezas con respecto al CTD, las cuales, en mayor medida son características de los yacimientos colombianos donde ha destacado particularmente la implementación de la tecnología TTRD. Algunas de estas fortalezas se describirán a continuación:

- Tubería más fuerte (Drill pipe más fuerte que Coil tubing).
- Pozos más profundos (CTD no puede trabajar a más de 8000’).
- Permite rotar y deslizar (La unidad de CTD no puede rotar la tubería).

Es importante destacar que siempre que haya la necesidad de rotar y de perforar en pozos profundos, particularmente al mismo tiempo, es imperativo el uso de la técnica TTRD.

3.2. Desventajas de la Tecnología Through Tubing Rotary Drilling

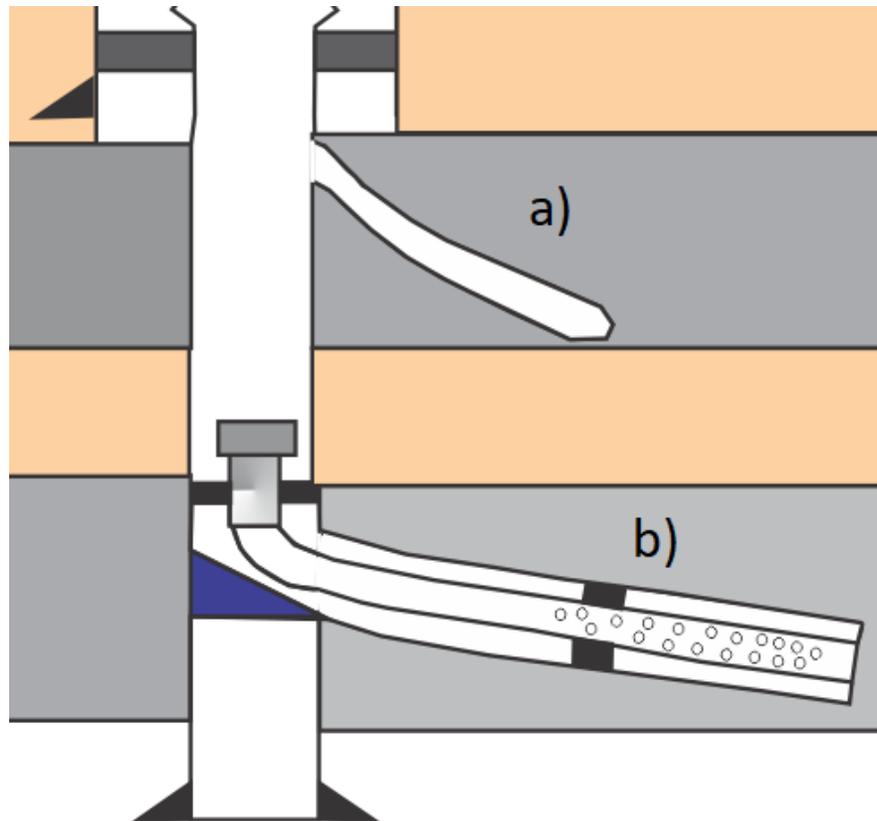
En conjunto con las ventajas asociadas a la técnica, también se deben considerar las limitaciones y las desventajas debido a la aplicación de la tecnología TTRD.

Como se mostró anteriormente, la metodología ha sido enfocada a la recuperación de reservas en campos maduros, es decir, en yacimientos depletados, por consiguiente, el manejo de las presiones para controlar problemas asociados a la estabilidad de pozo es un aspecto crucial de la perforación de pozos TTRD Slim Hole, particularmente si hay perforados o fracturas supra adyacentes al KOP, los cuales deberán ser taponados previo a la perforación TTRD.

Por otra parte, es necesario tener un cuidado especial en el manejo de los equipos para proteger el estado del completamiento debido al deseo de mantenerlo en su lugar.

Además, también se presentan limitaciones propias de los pozos Slim hole (diámetro reducido), tales como, reducción de la capacidad técnica de la tubería de perforación debido a el diámetro pequeño, por lo tanto, menor capacidad de transferencia de peso, trasmisión de torque a la broca y de tensión sobre la misma; pérdida de diámetros de contingencia en caso de pérdida del pozo en construcción; dificultad para detectar patadas debido a los diámetros reducidos donde un pequeño influjo representa una altura significativa en el anular que puede conllevar a una patada de pozo.

Por último, se presenta un acceso limitado a posteriores trabajos cuando se construye un “lateral” como se observa en la Figura 19.a).

Figura 19*Estado mecánico del pozo CSTI / CLI*

Nota. a) Lateral 1. Pozo C y b) Sidetrack 1. Pozo C Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). *Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.*

3.3. Lecciones Aprendidas de la Técnica TTRD a Nivel Mundial

A continuación se describirán en orden cronológico las lecciones aprendidas en los proyectos TTRD realizados a nivel mundial, como los avances significativos a través del tiempo que incluyen cambios en las operaciones, nuevas tecnologías implementadas y transferencia de conocimientos. Cabe resaltar que la implementación de esta técnica se dio por primera vez en los campos del Mar de Norte, debido a que se ha logrado minimizar el costo de construcción de sidetracks en campos maduros con el objetivo de explotar acumulaciones de petróleo marginales.

3.3.1. *Experiencia Año 2001*

Según Moss et al., 2001, las plataformas del Mar del Norte como Brent, North Cormorant, Tern, Eider y Dunlin, operados por la Unidad de Negocios del Norte (NBU – North Bussines United) de Shell U.K. Exploration and Production (Shell EXPRO), tenían activos maduros, con reservas cada vez más marginales, debido a esto, se requirió un enfoque amplio para reducir el costo de la perforación. Las empresas operadoras diseñaron y aplicaron una nueva tecnología llamada Through Tubing Drilling (TTD), que había sido aplicada desde el año 1996 en sus dos variantes: tanto de Coiled Tubing Drilling (CTD), como de Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) para un total de 8 pozos de prueba perforados, de los cuales 2 pertenecen a la técnica TTRD, convirtiéndose así, en los pioneros en esta tecnología, creando una curva de aprendizaje y de pautas operativas para las posteriores operaciones.

El pozo TTRD CN18S-5 de North Cormorant (2000), es considerado el primer pozo perforado bajo esta técnica y el cual tuvo un costo de aproximadamente de 1.5 millones de libras esterlinas con un margen significativo para una mayor reducción de costos comparados con los pozos CTD. El éxito de este pozo se basó en las lecciones aprendidas de los pozos CTD perforados anteriormente, los cuales tuvieron problemas en pegas diferenciales causadas por peso del lodo insuficiente que llevo al abandono por problemas de inestabilidad (perforación en zonas muy depletadas del yacimiento), es decir, existía una incompatibilidad entre el gradiente de lodo necesario para mantener la presión del yacimiento (debido al agotamiento acelerado) y a menudo mucho más alto que el gradiente para la estabilidad del shale. Aunque los pozos presentaron una pérdida, trajeron consigo avances con la técnica, tales como:

- Fiabilidad de la Tecnología Through Tubing Driling.
- Fiabilidad en el uso del equipo de superficie y BHA.

- Reducción en NPT.

Para la selección de este pozo (TTRD CN18S-5), se tuvieron en cuenta 50 candidatos y se evaluaron mediante parámetros como Kick-off Point, profundidad del hueco, severidad del Dog Leg y restricciones de diámetro interno. El éxito de este trabajo se vio reflejado en la mejora de la limpieza de hueco, la capacidad de overpull (más de 30.000 libras, que no hubieran podido ser soportados por el CTD) y el inicio del uso de brocas bicéntricas para reducir los ECD.

3.3.2. Experiencia Año 2003

3.3.2.1. Plataforma Scott, Aberdeen. Según Johnson, 2003, a finales del año 2002, KCA DEUTAG, compañía internacional de servicios de petróleo y gas con sede en Aberdeen, Reino Unido, comenzó a planificar la transformación de la plataforma Scott del Mar del Norte de Amerada Hess para las operaciones de TTRD. Antes de la transformación, sólo existía la posibilidad de perforar hasta tres nuevos pozos convencionales desde la plataforma. La técnica TTRD aumentó esa cifra hasta una docena de nuevos pozos, aumentando la vida útil de la instalación.

A inicios del año 2003, la gran mayoría de perforadores no conocían, ni habían trabajado con herramientas de perforación de tamaño Slim Hole, por lo tanto, el entrenamiento especializado del personal era un reto más que se añadía a la larga lista de planificaciones especiales del proyecto, como, la identificación de los equipos de trabajo, por ejemplo: disponibilidad de la sarta de trabajo (drill pipe), sistemas de datos en tiempo real como LWD, MWD y PWD, disponibilidad de brocas bicéntricas, selección de equipos de BOP y elevadores, la selección y uso de una manga de protección contra el desgaste de BOP y la mejora en el equipo de detección de patadas.

Para transferir los conocimientos a los equipos de perforación y al personal de la empresa se dispuso de un simulador virtual en tiempo real DART (Drilling & Advanced Rig Training), el cual fue programado con todos los detalles del equipo de perforación de superficie, geología, presión, fluidos, revestimientos, BHAs, etc., todo adaptado para representar las condiciones del pozo. Sucesos no deseados como el control de pozo, tubería pegada y muchas otras situaciones podían ser simuladas.

Gran parte de los costos imprevistos experimentados hasta esta fecha con la técnica TTRD en el Mar del Norte habían sido causados por una pérdida de control de pozos. Esta pérdida de overbalance, o más bien, el tiempo que se toma para tratar con la consiguiente afluencia, había llevado a menudo a tener problemas de inestabilidad de pozo que terminaban en algunos casos con la pérdida de la sección de hueco.

Para evitar la pérdida de control primario, y la posible fractura de la formación, se analizaron factores como, la ECD, estabilidad, resistencia de pozo y mejoras en la adquisición de datos PWD, los cuáles permiten tener un mejor control ante el mayor riesgo de suaveo y un árbol de decisiones de contingencia en caso de stripping (viajar con tubería con BOP cerrada) que garantice que no se superen los límites de pandeo de la tubería por la flexibilidad de esta.

3.3.2.2. Campo Veslefrikk. Según Grinde y Haugland, 2003, a finales del año 2003, se perforó el sidetrack (desviación) A-19, desde el pozo madre A-19 como pozo TTRD, en el campo de Veslefrikk, en el sector noruego del Mar del Norte.

Las operaciones se realizaron utilizando una unidad Rig Assisted Snubbing (RAS) en cooperación con el sistema de la plataforma, lo que trajo consigo todo un riesgo y un avance significativo, ya que era la primera vez que se usaba una técnica de desaireación para operaciones TTRD. Las operaciones de pre-perforación y posteriores se realizaron en

underbalance mientras la operación de perforación estaba en overbalance a través de los BOPs de snubbing.

El campo Veslefrikk en el Mar del Norte a las afueras de la costa oeste de Noruega, es un campo petrolífero en fase de declive de la producción. Las operaciones de perforación, de workover y well services se ejecutan desde una plataforma fija, la plataforma Veslefrikk A. Además de una plataforma flotante, la plataforma Veslefrikk B con la planta de procesamiento está situada junto a la plataforma fija y conectada a ella mediante conductos flexibles. Se utilizan los 24 pozos de la plataforma Veslefrikk A. Los pozos consisten en 14 productores de petróleo, 5 inyectores de gas alternativos al agua (WAG), 4 inyectores de agua y 1 inyector de gas, que divergen en la mayor parte del yacimiento. Debido a la baja presión del yacimiento, todos los productores de petróleo están equipados con mandriles de elevación de gas y válvulas anulares de seguridad (ASV).

Este campo se ha caracterizado por ser altamente fallado y con poca conexión entre sus fracturas, por lo tanto, la utilización de la técnica TTRD se convirtió en la opción ideal para acceder a la mayor parte del yacimiento mediante sidetracks a partir de los pozos ya existentes.

El desafío de perforar un pozo TTRD era encontrar una solución para maximizar la producción y realizar un aislamiento zonal teniendo en cuenta las propiedades de todas los perforados/zonas abiertas, las cuáles producían con una alta permeabilidad, alto corte de agua y las grandes diferencias de presiones entre zonas. Para cumplir con estos retos se desarrollaron los siguientes objetivos primarios como se observan en la Figura 20 del pozo, los cuáles eran:

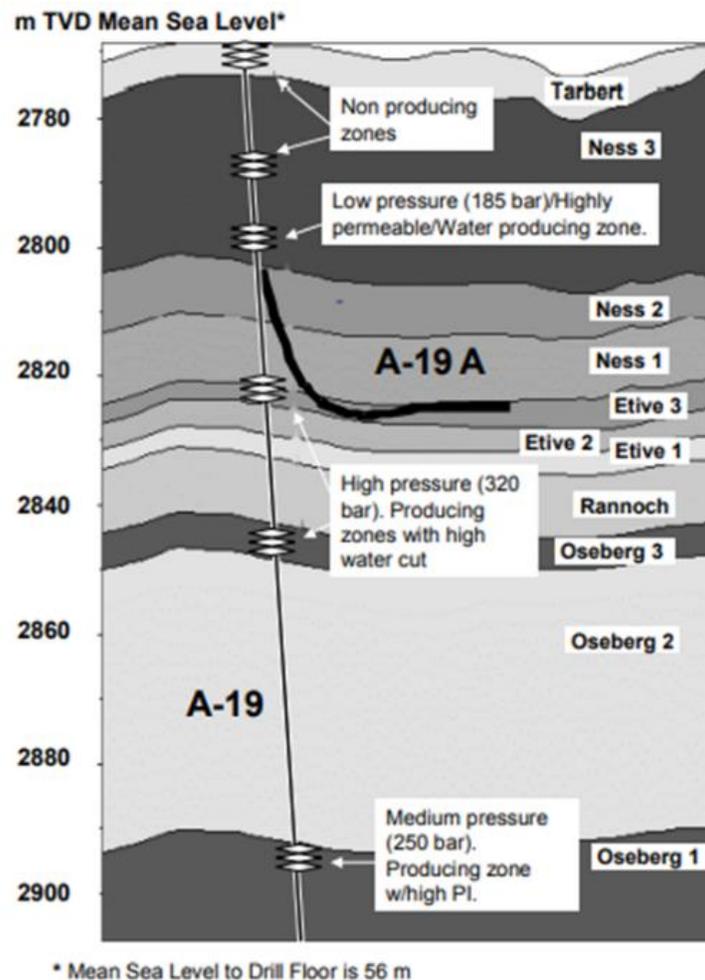
- Obtener la producción de petróleo del miembro Etive 3 de la Formación Etive.

- Obtener la producción de petróleo de las arenas del canal de la formación Ness inferior (Ness 1) y recuperar el pozo madre para continuar la producción del miembro Oseberg 3 de la formación Oseberg.

Otros objetivos importantes que eran las perforaciones inferiores del Oseberg para reducir la producción de agua en el pozo madre y aislar la zona de agua de alta productividad agotada en las arenas del Ness 3.

Figura 20

Objetivos plan TTRD en campo Veslefrikk



Nota. Tomado de *Short Radius TTRD Well with Rig Assisted Snubbing on the Veslefrikk Field*, Grinde Jan., y Haugland Torstein, 2003, SPE.

Durante el desarrollo de las operaciones TTRD de este campo, se tuvieron que afrontar varios retos como:

- Desde el inicio del acondicionamiento del pozo porque se realizaron actividades de eliminación de escamas debido a la formación de sulfato de bario y de carbonato de calcio.
- La instalación con wire-line de tapones puente para las zonas con alto corte de agua y altamente depletadas.
- La instalación del Whipstock fue una tarea crítica de precisión ya que para el KOP deseado, la ventana no debía penetrar en una zona de agua, el completamiento del pozo madre a esa profundidad tenía un casing collar y un centralizador por lo tanto debía quedar entre esas dos herramientas ya que no eran recomendable fresarlos y por último se debía minimizar al máximo el Dog Leg.
- La sarta de perforación elegida por Veslefrikk para las operaciones de Slim hole fue de 2-7/8", 10.4 lbm/ft, XD-105 con conexiones XTM 26 herméticas al gas para permitir las operaciones de underbalanced (snubbing). No se utilizaron martillos ni aceleradores debido a que la sarta se trabajó en modo de deslizamiento porque los problemas de WOB no eran un problema.
- El fluido de perforación utilizado fue un lodo base aceite convencional.
- La sensibilidad de detección de influjos fue de 0.25 a 0.5 m³
- Se utilizaron 4 brocas de diamante policristalino compacto (PDC) de 1/8 pulgadas y un motor de alto torque de 2-7/8" con un ajuste de arranque ajustable (AKO) de 3,8 grados en una tubería de perforación de 2-7/8" a través de un drill pipe de 5-1/2".

- El completamiento se hizo con un liner pre-perforado L-80 de 2-7/8" y no se realizaron operaciones de cementación. Era importante introducir el liner lo suficiente en el hueco para que la parte superior del mismo quedara justo encima de la ventana.
- Uso de empaques hinchables para aislar una formación con alto corte de agua (Ness 3).
- Para la producción se dejaron los mandriles y válvulas iniciales para que el pozo produzca por sistema de levantamiento con Gas Lift.

3.3.2.3. Campo Gullfaks. Según Khalil et al., 2018, el campo de Equinor's Gullfaks se encuentra en el bloque 34/10. El campo opera desde 1986 desde tres plataformas, Gullfaks A, Gullfaks B y Gullfaks C, se han perforado cientos de pozos y docenas de ellos son pozos TTD, por lo que la experiencia con la reentrada es amplia.

El pozo de interés es el Pozo 34/10-B-30 B. A medida que la producción del Pozo 34/10-B-30 AT2 disminuyó y la producción de arena aumentó, se desarrolló un novedoso plan para la reentrada. El objetivo del pozo era producir las reservas de petróleo restantes a partir de un objetivo pequeño con arenas de buena calidad. Por lo tanto, el pozo B-30 B fue planeado como un sidetrack de TTRD del pozo madre B-30 AT2. Como el pozo B-30 AT2 había sido completado con un liner perforado de 4 ½-in., el pozo B-30 B fue planeado con uno de 3 ¾".

Los desafíos asociados a la perforación de este pozo comenzaron en la etapa de planificación debido a las restricciones geométricas de la perforación madre y el objetivo de reentrada. Las simulaciones para el ensamblaje de fondo del pozo y la broca demostraron ser fundamentales para una interacción armoniosa dentro de la roca/parámetros simulados especificados, etc. A continuación, se mostrarán algunos de los criterios más importantes tenidos en cuenta para el diseño de pozo que llevo al éxito de la operación.

- La salida del pozo B-30 AT2 se planificó con un Whipstock ejecutado en Wireline y un fresado en drill pipe con motor de fondo de pozo.
- La broca seleccionada fue una de seis cuchillas 9mm con cortadores de 9mm y 3 puertos fijos (Área de Flujo Total de 0.589 in), además del diseño de la broca, se seleccionó un material de corte de diamante de alta densidad con un afilado biselado medio para una agresividad moderada y un torque de perforación bajo. Esta broca debía tener en cuenta la estabilidad, la capacidad de dirección con la severidad de la pata de perro requerida, la durabilidad y la tasa de penetración competitiva. Las limitaciones de la broca en general se centraron en dos áreas principales: la administración de la vibración y la durabilidad de los cortadores de diamante.
- Realización de modelaciones dinámicas para rectificar criterios clave de diseño como una ventana operativa con parámetros seguros, identificación de características de vibración, selección de las brocas y el óptimo diseño del BHA el cual debido a la alta inclinación podría tener problemas de transferencia de peso.

El pozo 34/10-B-30 B fue el primer pozo en el que se perforó un camino de este diámetro y compleja geometría en el campo de Gullfaks, abriendo el camino para futuros trabajos.

3.3.3. *Experiencia Año 2004*

3.3.3.1. Plataforma North Cormorant. Según Queirós., 2004, Shell Exploration & Production en Aberdeen se habían caracterizado hasta la fecha por ser uno de los pioneros de la implementación de la técnica TTRD en el Mar del Norte y aunque desde hace varios años ha desarrollado proyectos de este tipo, la experiencia más significativa es la campaña de perforación de 5 pozos TTRD.

El Campo de North Cormorant fue descubierto en 1975 y entró en producción en 1982. La producción del yacimiento alcanzó un máximo de más de 20.000 bbls de petróleo por día a mediados de los años 80 y luego disminuyó lentamente hasta un nivel de menos de 5.000 bbls de petróleo por día. A lo largo de la vida del campo, se han perforado más de 100 pozos. El yacimiento se caracteriza por tener un alto grado de fallas y una pobre conectividad, lo que traerá consigo bastantes riesgos asociados.

Para seleccionar los pozos candidatos a la campaña de perforación TTRD, se formularon los siguientes criterios de selección:

- Se fijó una longitud máxima de pozo abierto a 3.000 ft en línea con la tubería actual de revestimiento de TTRD.
- Objetivos menores de 1.5 MMBOE no era conveniente perforarlos, ya que resultaban ser económicamente viable.
- El tamaño del tubing y las restricciones en el completamiento debían tener un paso de al menos 3,75".
- El Dog Leg se limitó a 15°/100 ft. Todos los pozos fueron planificados como pozos en forma de S debido a las fallas en el yacimiento. Dependiendo de los planos de la

falla y la dirección del pozo, las inclinaciones a través del yacimiento tenían que ser de 15-40 grados.

- El completamiento existente fue evaluado como de suficiente calidad con respecto a la corrosión. Sin embargo, también se consideró el desgaste excesivo o las restricciones de diámetro interno. En la mayoría de los pozos, la tubería estaba recubierta de plástico. Se aceptó que el revestimiento se dañaría durante la perforación, lo que aceleraría la corrosión en estos pozos.

Los 5 pozos perforados en esta campaña resultaron en un éxito, ya que durante las operaciones de fresado de la ventana y desviación no hubo grandes problemas operacionales y se realizaron en el tiempo esperado. Los dos primeros pozos perforados casi terminan en la pérdida total del sidetrack, ya que en el primer pozo perforado el dardo de cementación no cayó en lugar correcto y se regó el cemento, provocando así el abandono del pozo debido a la dificultad de remover el cemento y provocando una pega. El segundo pozo perforado también tuvo problemas con el dardo a la hora de engancharse en Liner Wiper Plug causando pérdidas de cemento y residuos sobre el liner, que luego fueron limpiados y permitió continuar con la actividad normalmente.

Para la perforación del tercer pozo, se realizó una modificación del liner plug, para que consistiera en un solo tapón de limpieza corrido desde superficie, sin embargo, fueron necesarios algunos viajes de limpieza adicionales. El cuarto pozo se caracterizó por tener una crítica detección de patadas, la cual debía ser de aproximadamente 2bbls, basándose en el menor gradiente de fractura esperado y la mayor presión del yacimiento; el completamiento se realizó con liner de 2-7/8" y se utilizó cemento con un espaciador viscoso retardador, seguido de la

lechada, esto evitaría que el cemento que pasaba por encima del tapón de endureciera y por lo tanto se eliminaba cualquier resto de cemento que pudiera quedar en el liner.

El quinto pozo, fue una re-perforación del primer pozo que había sido abandonado por la pérdida del liner, por lo tanto, la alternativa para realizar el aislamiento zonal fue la utilización de empaques hinchables, los cuales redujeron el tiempo que se gastaba en operaciones de cementación y la posterior limpieza de hueco. Este pozo fue acondicionado para levantamiento con inyección de nitrógeno con un corte de agua del 5 al 10 %.

La campaña de perforación de 5 pozos TTRD, generó una cantidad de aprendizajes y mejores prácticas como las que se mencionan a continuación:

- Utilización de lodo base aceite aplicando como aditivo el tetraóxido de manganeso para ayudar a conseguir un nivel más bajo de ECD y presiones superficiales con el beneficio de no haber tendencia al colapso.
- Selección de BHA y tasas de perforación, ya que las brocas bicéntricas daban bajas tasas de penetración y los motores presentaban algunas dificultades para transferir el peso a la broca, estos errores fueron corregidos añadiendo herramientas de transferencia de peso que permitieron superar las expectativas en un 50 %.
- Mejoras en el equipo de detección de patadas con la instalación por primera vez de un radar en conjunto con la utilización de un software especializado. Este factor era importante debido a las estrechas tolerancias entre los ECD y el gradiente de fractura.
- Todos los pozos de esta plataforma necesitaban aislamiento zonal de las areniscas productoras de agua entre las arenas petrolíferas, por eso se habían planeado liner de producción cementados; esta se puede decir que fue la fase más crítica de toda la campaña, ya que ocasionó el abandono inicial del primer pozo y puso en riesgo las

operaciones futuras de los demás pozos. A lo largo de este proyecto se realizaron modificaciones significativas hasta el diseño de conexión desde la superficie, sin embargo, el método más eficiente resulto ser el uso de empaques hinchables.

3.3.3.2. Campo Forties. Según Morrison, 2004, el campo Forties fue uno de los primeros descubiertos en el Mar del Norte y es uno de los más grandes. El primer crudo se extrajo en 1975, y la tasa máxima de producción de petróleo de más de 500.000 B/D, se alcanzó entre 1978 y 1980. El campo consta de cuatro plataformas de producción principales y una plataforma satélite de Electrical Submersible Pump (ESP - bomba eléctrica sumergible). Se estima que el crudo in situ supera los 4.000 millones de barriles, con unas reservas recuperables de aproximadamente 2.500 millones de barriles (60% de recobro). Hasta la fecha se ha producido más del 90% de estas reservas.

Los pozos del campo Forties son muy productivos, estaban diseñados con sistema de producción por Gas Lift y tenían el apoyo de pozos inyectoros, a pesar de esto la presión del yacimiento había descendido entre 200 y 500 psi, por lo tanto, la perforación de los Sidetracks TTRD, tendrían el reto de gestionar la inestabilidad de los Shale suprayacentes. Adicionalmente era necesario realizar un aislamiento zonal de las regiones productoras por lo tanto los liners debían ser cementados y posteriormente perforados.

Este caso de estudio se enfoca principalmente en la transferencia de conocimientos y experiencia obtenida de campañas realizadas en Alaska, las cuales se describirán a continuación:

- Preocupación por la fatiga de la tubería de perforación: Debido a las profundidades de los yacimientos en el campo Forties, el drillpipe usado en las operaciones de Alaska fue de 2 3/8" y por motivos hidráulicos no era conveniente, de modo que se utilizaron drillpipe de 2-7/8", manteniendo las mismas conexiones usadas en el primer caso.

Esto significó una generación de mayores niveles de tensión y por lo tanto un mayor número de ciclos.

- Daños en la sarta y en el orificio de sellado de la DHSV: Como ya se había mencionado en casos anteriores, la protección de la DHSV es un parámetro de atención especial en estas operaciones ya que está expuesta el desgaste constante, por eso siempre se recomienda la instalación de una manga protectora o piggy back.
- Uso de brocas PDC: La utilización de brocas PDC, inicialmente mostro alcanzar tasas de construcción altas pero podían presentar problemas en el control de toolface, debido al torque reactivo generado que se pensaba era por el diámetro reducido de la broca, después de algunas investigaciones se concluyó que: El torque de la broca era proporcional al diámetro de la broca al cuadrado, por lo tanto al perforar un agujero de 3-3/4", el torque reactivo era mucho menor que al perforar el agujero de 8,5".
- Problemas de cementación: Al igual que en el caso de la plataforma North Cormorant, se encontraron problemas en el aterrizaje del dardo de cementación el Wiper Plug causando problemas de residuos en el liner. Se realizaron modificaciones al dardo de cementación pasando de tener dos aletas a tener cuatro aletas con el fin de mejorar el anclaje, sin embargo, en las siguientes operaciones se presentaron los mismos errores u otros relacionados con el dardo.

El principal aporte de la campaña del campo Forties es la transferencia de conocimiento; ya que se puede ganar mucho, si se dedica tiempo a comprender los problemas experimentados en otros lugares donde se haya implementado la tecnología TTRD.

3.3.4. *Experiencia Año 2005*

3.3.4.1. Diseño de Rotary Steerable System (RSS) para Pozos Slim Hole. El TTRD tiene un amplio historial global como método de perforación que ahorra costos, especialmente cuando se realiza en campañas. Según Kholy et al., 2005, en el Mar del Norte, un pozo nuevo desde la superficie en una plataforma existente puede costar entre 10 y 15 millones de dólares, lo que incluye un coste de completamiento de 3 a 4 millones de dólares. Un pozo submarino perforado y completado desde un semisumergible puede costar 25 millones de dólares, lo que incluye un coste de completamiento de aproximadamente de 8 a 10 millones de dólares. Un proyecto viable a precios de planificación de ciclo medio de 20 dólares por barril debe tener un coste de construcción de pozo de aproximadamente 5 dólares por barril para garantizar un margen aceptable (p.1). Debido a los inconvenientes que presenta el TTRD, la extensión lateral es limitada: 3.000 ft con tubería de perforación de 2-7/8", 5.000 ft con tubería de perforación de 3 ½ pulgadas) debido a la limpieza del pozo, los requisitos de la densidad de circulación equivalente (ECD), así como las limitaciones de dirección y deslizamiento; Aquí es donde la tecnología de Rotary-Steerable System (RSS) para pozos Slim Hole, puede resultar en un aporte valioso.

A finales del año 2003, Shell y BP ofrecieron financiar parcialmente un proyecto de ingeniería para desarrollar un RSS ultradelgado, el cual fue otorgado a Schlumberger. El sistema RSS UltraSlim consistía en una unidad de dirección, una unidad de control y un motor de acuerdo con las especificaciones como se observan en la Tabla 3 y en la Figura 21.

En enero de 2004, Statoil se convirtió en el tercer socio que se unió al proyecto. El alcance del proyecto se amplió en ese momento para financiar el desarrollo de un ensanchador concéntrico que sería suministrado por Smith International y para desarrollar la comunicación entre el RSS y las

mediciones durante la perforación (MWD). En el año 2005 este equipo fue llevado a escala real y puesto en pruebas en una plataforma.

Tabla 3

Especificaciones del Ultraslim RSS

OD Nominal	3 'A in.
Tamaño de la Broca	3 7/8 in.
Hueco Abierto	up to 4 'A in.
Caudal	80 to 140 gal/min
Max. RPM	400 rpm
Presión	20,000 psi
Max. Temperatura	150° C
Capacidad de Dog Leg	15°/100 ft

Nota. Tomado de: *Ultraslim Rotary-Steerable System Enhances Brownfield Production*, Kholy, K. Kuyken, C, Kleverlaan M., Saul, D., Andersen, S., y Kirkemo, E. 2005, SPE.

Un RSS es una herramienta de perforación que controla la dirección en la que se perfora un pozo en el espacio tridimensional mientras gira la sarta de perforación. Este RSS en particular utiliza 3 zapatas accionadas por el lodo para desviar la dirección de la perforación empujando contra la formación. El sistema RSS consta de una unidad de dirección, la parte mecánica del sistema que se utiliza para dirigir la broca, y una unidad de control que alberga la electrónica y controla el funcionamiento de la unidad de dirección. Un "RSS motorizado" es un término que se utiliza ampliamente en la industria para referirse al funcionamiento del RSS por debajo de una sección de potencia de desplazamiento positivo o motor.

Construir componentes fiables y robustos para una herramienta de 3-1/4" y la necesidad de componentes aún más pequeños que facilitaran el flujo a través de la herramienta fue la parte más difícil del proyecto. Se diseñó un motor de alta potencia de 3-3/8" para esta aplicación

concreta, con el fin de aumentar las revoluciones por minuto (RPM) de la broca y mejorar la velocidad de penetración (ROP). Tener un motor en la parte superior del RSS reduce el impacto y la vibración que se experimenta durante la perforación y reduce el potencial de desgaste y daño de la terminación al minimizar la rotación de la sarta de perforación desde la superficie. El escariador abre el pozo y mejora la hidráulica de slim hole; este es un factor importante para mejorar el alcance del sistema. La herramienta de resistividad multiprofundidad proporciona mediciones de rayos gamma y resistividad con fines de geodirección e incluye un sensor de presión anular que se utiliza para controlar la limpieza del pozo.

Figura 21

Configuración Normal de un BHA TTRD



Nota. Tomado de: *Ultraslim Rotary-Steerable System Enhances Brownfield Production. Ultraslim Rotary-Steerable System Enhances Brownfield Production, Kholý, K. Kuyken, C, Kleverlaan M., Saul, D., Andersen, S., y Kirkemo, E. 2005, SPE. (p. 2).*

A pesar de las enormes ventajas que presenta el RSS Ultraslim, su mercado estaba ligado al crecimiento de la técnica TTRD, mediante la implementación de campañas extensas que justifiquen los costos y el diseño exclusivo de estos equipos.

3.3.5. *Experiencia Año 2006*

3.3.5.1. Plataforma Flotante en Campo Njord. Según Flatekvaal et al., 2006, el campo Njord, operado por Hydro, se encuentra aproximadamente a 130 km al noroeste de Kristiansund y a 30 km al oeste del campo Draugen en 350 m de agua en el Mar del Norte, y se está desarrollando a partir de una plataforma flotante de acero (Njord A). La producción comenzó en 1997, pero el campo ya se convirtió en maduro con una producción de petróleo en rápido declive. La producción de petróleo a la fecha era de aproximadamente 35.000 B/D de ocho productores de petróleo; el gas asociado se inyecta en cuatro inyectores de gas. El yacimiento es muy complejo, con numerosas fallas y segmentos del yacimiento desconectados.

El pozo 6407/A-9AH fue el pozo escogido como candidato a perforación TTRD y tuvo que afrontar una serie de retos ya que sería el primer pozo perforado desde una plataforma flotante. Los retos se mencionarán a continuación:

- Daños en el completamiento existente, incluyendo el árbol de Navidad, las áreas de sellado para el tapón de la barrera del colgador del tubing y la tapa interna del árbol.
- La influencia de la dinámica de la plataforma, incluyendo el peso, Heave, Pitch, And Roll en el completamiento del pozo existente.
- Daños en la válvula de seguridad del fondo del pozo (DHSV).
- Efecto del oleaje en la plataforma en Swab y Surge con pequeñas tolerancias de diámetro interior (ID) y exterior y en las formaciones débiles inducidas por el agotamiento.
- Velocidad anular requerida en el elevador para evitar la acumulación crítica de recortes.

- Efectos de la reología del lodo como resultado del enfriamiento del lodo en los 360 m del standpipe.
- Problemas de control de pozos porque no era práctico entrar en el pozo a través del preventor anular BOP submarino.
- Mayor enfoque en la detección temprana de patadas.

La resolución de estos problemas fue todo un éxito y se logró el alcance de trabajo deseado debido a las investigaciones y transferencia de conocimientos adquiridos en otras campañas TTRD, para cumplir con el objetivo de este pozo, se implementaron bastantes cambios en los factores especiales requeridos para la perforación, tales como:

- El pozo fue diseñado con un máximo Dog Leg de 5.8° , el tamaño del agujero fue de 5,92 pulgadas y se usó lodo base aceite diseñado para la aplicación de alta presión/alta temperatura.
- El diseño del BHA, era el más crítico ya que podría haber problemas para mantener la integridad del completamiento existente y no dañar la DHSV. Así mismo el manejo de la presión de un yacimiento altamente depletado, numerosas fallas y un gran historial de pérdidas severas de lodo y pegas de tubería.
- Una broca bicéntrica la cual debía incorporar lo último en tecnología para manejar la resistencia a la abrasión de los cortadores para aumentar la durabilidad, tecnología para minimizar la vibración de la broca y el arrastre.
- El uso de RSS de 4 $\frac{3}{4}$ " estaba aún en fases de prueba por lo tanto se dispuso como solución de contingencia de un motor modular de desplazamiento positivo de baja velocidad, en donde se incorporó el LWD y el MWD.

3.3.6. *Experiencia Año 2007*

3.3.6.1. TTRD en los Campos de Schiehallion, Loyal y Foinaven. Según Johansen y MacLeod, 2007, el campo de Schiehallion, descubierto a finales de 1993, está situado en los bloques 204/20a, 204/25a, 204/25b, 205/16a y 205/21b del UKCS, a unos 170 km al oeste de Sullom Voe, en unos 350 m de agua. El desarrollo de Schiehallion se ha combinado con el de Loyal (descubierto en 1994), que se encuentra en el bloque 204/20a al Norte y más abajo en el talud continental en 400-500 m de agua. Como se observa en la Figura 22, ambos campos se producen a través del FPSO de Schiehallion.

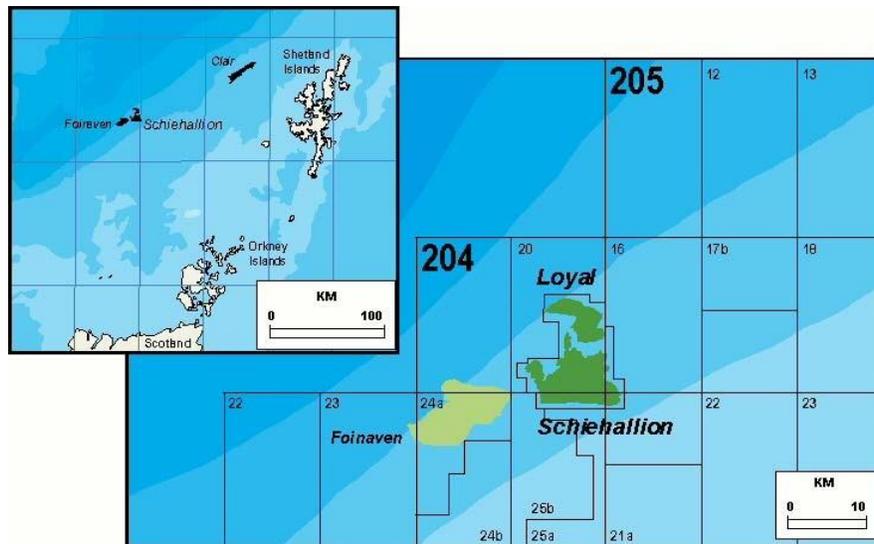
El campo Foinaven, descubierto en 1992, está ubicado en dos bloques, 204/19 y 204/24a. Estos bloques están situados a unos 190 km al oeste de las Shetlands en profundidades de agua de 400-600 m. El desarrollo se centra en pozos submarinos que producen petróleo a través de un manifold, hasta el FPSO de Petrojarl Foinaven.

El TTRD fue identificado como una solución óptima de menor costo para acceder de manera rentable a los objetivos restantes más pequeños. TTRD permite desviar a un menor costo las oportunidades de acercarse a los objetivos del pozo dejando la terminación existente y el Árbol de Navidad en su lugar. Esto resultaría en un ahorro de costes del 20% - 25% respecto a un desvío convencional.

Aunque que los principales desarrollos y avances que se dieron en estos campos van relacionados a tecnologías aplicables a offshore como modificaciones en los elevadores submarinos, conjunto de BOP, etc., también se vieron avances en los siguientes aspectos que pueden ser aplicados a operaciones Onshore:

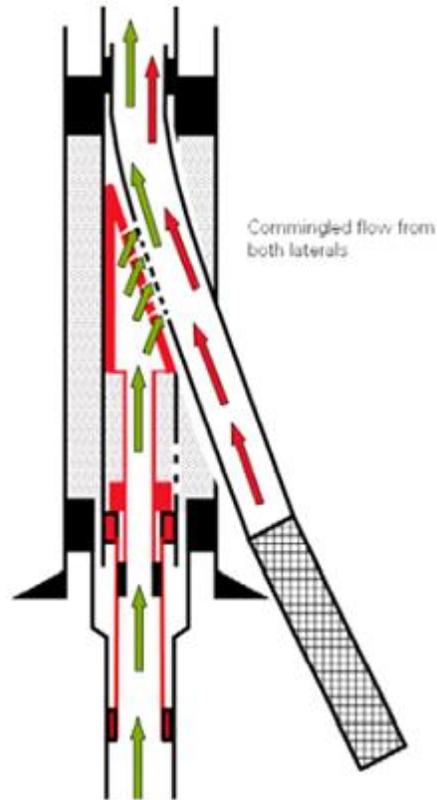
Figura 22

Ubicación de los campos Shiehallion, Loyal y Foinaven



Nota. Tomado de *Development of a Subsea TTRD Capability West of Shetland*, Robert Johansen, R y Angus Murdo MacLeod, A.M. 2007. SPE.

- Instalación de sensores ultrasónicos en el tanque activo de lodo, los cuales son monitoreados por un software especializado para la detección de patadas que ayudará al perforador a detectar las patadas y las pérdidas, etc.
- Implementación de un diseño multilateral simple utilizando un Whipstock hueco como se observa en la Figura 23, para la salida de la tubería de revestimiento. Con el fin de aumentar el número de pozos donantes y reducir el problema de la producción del petróleo que se deja en el lugar antes de la desviación del pozo.
- El diseño del completamiento del pozo incluía el uso de mallas, empaques hinchables/tubería de 2-7/8" en blanco para realizar el aislamiento zonal, válvulas y equipos para levantamiento con Gas Lift.

Figura 23*Whipstock Hueco*

Nota. El Whipstock hueco sirve para aprovechar la producción del pozo madre. Tomado de *Development of a Subsea TTRD Capability West of Shetland*, Robert Johansen, R y Angus Murdo MacLeod, A.M. 2007. SPE.

3.3.7. Experiencia Año 2013

La experiencia recopilada de este año se basa principalmente en la experiencia relatada según Khamees et al., 2013 del campo Ghawar.

3.3.7.1. Campo Ghawar. El yacimiento petrolífero de Ghawar es el mayor yacimiento convencional del mundo y representa más de la mitad de la producción acumulada de petróleo de Arabia Saudí. El yacimiento de Ghawar se descubrió en 1948. La producción comenzó en 1951 y alcanzó un máximo de 5,7 millones de barriles diarios en 1981. Se trata de la mayor tasa de producción sostenida de petróleo alcanzada por un solo yacimiento en la historia del mundo. La empresa comenzó a perforar en busca de gas en 1987. Los pozos de gas se perforaron principalmente en los yacimientos de Haradh, Hawaiyah y Uthmaniyah.

Los yacimientos carbonatados Khuff A, B y C del Pérmico tardío son las principales zonas productoras de gas a profundidades de 12.500 a 13.500 ft. La perforación de pozos de gas horizontales a una profundidad vertical real (TVD) media de 12.500 ft en Arabia Saudí siempre ha sido muy difícil, debido a las duras condiciones de perforación.

Tradicionalmente, Saudi Aramco había realizado reentradas de pozos verticales y direccionales existentes para mejorar la producción de los pozos en la perforación de gas profundo en Arabia Saudí. Un número importante de estos pozos son del tipo de radio largo, lo que requería perforar a través de diferentes regímenes de presión que daban lugar a complicaciones de perforación.

Debido al alto declive de la tasa de producción cada año, unos 50 pozos verticales o desviados convencionales, se convertían en candidatos para una reentrada. Hasta 2008, el principal método para reactivar los pozos en declive era el Workover convencional con un equipo de perforación (o Workover). Sin embargo, éste no era un método de reentrada muy eficiente y favorable para el yacimiento, debido al hecho de que primero había que matar el pozo y extraer el completamiento antes de la reentrada y luego había que volver a completar el pozo.

En un escenario típico, el pozo no contribuiría a la producción durante los dos meses que se tardaría en terminar la reentrada y en volver a completar el pozo.

Como una alternativa de bajo costo para la recuperación de las reservas, Saudi Aramco tomo la decisión de iniciar las operaciones de iniciar un proyecto TTRD iniciando con 19 pozos y al ver éxito de esta campaña, siguieron aplicando esta técnica a razón de que al 2013, el 40 % de las reentradas totales de gas en la zona Udhailiyah (Ghawar) se realizan usando TTRD. Algunos de los problemas en el BHA resueltos en este proyecto fueron:

- Problemas por pega de tubería: Se corrigieron los problemas asociados a la pega de tubería, mediante la implementación de dos mecanismos de desconexión para afrontar con mayor flexibilidad estos eventos, los mecanismos permiten recuperar el 95% del BHA, con 7.5 ciclos de liberación y un indicador de presión en la superficie para verificar los ciclos.
- Control de la cara de la herramienta: Se mejoró el sistema y se añadieron las siguientes ventajas: Sistema electrohidráulico, resolución de 1° de la cara de la herramienta, 410° de rotación bidireccional.
- Resistencia a golpes y vibraciones: El BHA se sometió a una prueba de choque y vibración en cuatro etapas antes de ser desplegado en el campo, adicionalmente se sometió a exhaustivas pruebas de calificación para verificar los sensores triaxiales de alta precisión. Estas mediciones de vibración, combinadas con la frecuencia de actualización de 2 segundos, permiten detectar más rápidamente las paradas del motor u otros eventos de choque.

- Durabilidad de la herramienta: Esta herramienta se caracterizó por lograr acumular más de 100 horas de perforación en un solo conjunto de MWD y orientador, perforar más de 1.000 ft.

Cabe resaltar que estos cambios fueron aplicados al diseño de BHA, que se probó en el pozo HRDH-A1, el cual fue un pozo que había sido taponado y suspendido después de que las pruebas del pozo confirmaran que su yacimiento objetivo era acuífero, satisfaciendo así la petición de Schlumberger de realizar esta primera prueba en un pozo de bajo valor.

A continuación, se presenta de forma resumida en la Tabla 4 los acontecimientos más significativos del desarrollo de TTRD a nivel mundial.

Tabla 4

Resumen de las lecciones aprendidas de la Técnica TTRD a nivel mundial

Campo	País	Objetivos	Resultados	Principales Inconvenientes
North Cormorant 2001	Escocia	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir costos de perforación en reservas marginales. • Dar fiabilidad a la técnica TTD 	<ul style="list-style-type: none"> • Abandono del pozo por inestabilidad. • Mejores resultados en comparación de los pozos CTD, en limpieza de hueco, capacidad de overpull y reducción significativa de NPT. 	Pegas diferenciales causadas por alto peso del lodo y problemas de inestabilidad (Perforación en zonas muy depletadas).
Plataforma Scott 2003	Escocia	Transformación de la plataforma para operaciones TTRD	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilidad de perforar hasta 12 pozos TTRD con lo que se perforaban 3 convencionales. • Uso de simulador en tiempo real para representar las 	Problemas de pérdida de control de pozos (Grandes tiempos para tratar la afluencia), terminando con la pérdida de la sección del hueco.

			condiciones y eventos de pozo para capacitar al personal.
Campo Veslefrikk 2003	Noruega	<ul style="list-style-type: none"> • Implementación del TTRD para acceder a la mayor parte de un yacimiento altamente fallado y calificar la técnica como método económico para este campo. • Realizar aislamiento zonal de las zonas abiertas/perforados con alta permeabilidad, alto corte de agua y grandes diferenciales de presiones entre zonas. • Diseño multilateral para aprovechar la producción restante del pozo madre. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se logran todos los objetivos a pesar de ser una operación con alto riesgo. • El uso de unidad de RAS con la plataforma convencional de perforación fue éxito. • Puesta en marcha del pozo TTRD, aumentando el índice de productividad.
Campo Gullfaks 2003	Noruega	Producción de reservas de petróleo por el pozo 34/10 B-30-B con diámetro de 3-1/4".	<ul style="list-style-type: none"> • Restricciones geométricas del pozo madre. • El asentamiento del Whipstock en una zona con alta pata de perro.
			<ul style="list-style-type: none"> • Uso de simuladores para el BHA y broca fueron esenciales para la planificación y ejecución. • El pozo 34/10-B-30 B fue el primer pozo en el que se perforó un camino de este diámetro y compleja geometría en el campo de Gullfaks.

<p>North Cormorant 2004</p>	<p>Escocia</p>	<p>Campaña de 5 pozos TTRD</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Campaña con mucho aprendizaje técnico. Estos aprendizajes se consolidaron aprovechándolos con cada pozo consecutivo para establecer algunas grandes prácticas óptimas e incluso algunas primicias mundiales y del Mar del Norte. • Procesos de cementación descartados y reemplazados por empaques hinchables. • Mejoras en la detección de patadas. • Uso de herramientas de transferencia de peso. 	<p>Incorrecto funcionamiento del dardo de cementación produciendo un abandono y problemas en los siguientes pozos.</p>
<p>Campo Forties 2004</p>	<p>Escocia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de viabilidad para la implementación de TTRD en campo Forties con la transferencia de conocimiento de proyectos TTRD de Alaska (4 pozos iniciales). • Definir implementación de CTD o TTRD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contar con el personal capacitado en las operaciones es muy importante para la transferencia de conocimientos y reducir riesgos. • Selección de TTRD sobre CTD, por la capacidad de rotar la sarta, alcanzar step out más grandes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Manejar la inestabilidad de los shale altamente depletados. • Problemas en operaciones de cementación (Aterrizaje del dardo de cementación).

Plataforma Campo Njord. 2006	Noruega	Perforar el pozo Njord 6407/7 A-9AH, el primer pozo perforado en el mundo bajo la técnica de TTRD perforado desde una plataforma flotante para dar fiabilidad a una posterior campaña.	<ul style="list-style-type: none"> • El pozo A-9 AH demostró que el concepto de sidetrack de los pozos existentes sin el requisito de recuperar la terminación existente y el árbol de navidad horizontal era factible y con equipo de perforación convencional reduciendo el desgaste del completamiento existente y protegiendo la DHS. • Enfoque máximo en la detección de patadas por problemas de control de pozos debido al volumen residual de los pozos debajo de BOP submarina. 	<ul style="list-style-type: none"> • Manejar los efectos del oleaje en las operaciones. • Estudio, evaluación y modificaciones a los equipos (adecuarlos a los requerimientos de plataforma flotante).
Campos de Schiehallio, Loyal y Foinaven 2007	Islas Shetland Escocia	Estudio de viabilidad de implementación TTRD.	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrolló la especificación funcional del equipo submarino necesario para perforar pozos TTRD submarinos en el oeste de las Shetlands. • Se identificaron las modificaciones necesarias en la plataforma. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseños de Whipstock para mantener la producción restante del pozo madre. • Enfrentarse al duro entorno de aguas profundas y fuerte clima.

			<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de una serie de pares de pozos/objetivos adecuados para el caso de negocio. • Diseños adecuados de construcción y terminación de pozos con tubos. 	
		<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de viabilidad detallado para evaluar la aplicación de TTRD o CTD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implementación de herramientas de desconexión hidráulica en caso de pega. 	Diseñar un BHA alternativo que soporte las grandes temperaturas de los yacimientos de gas de este campo.
Campo Ghawar 2013	Arabia Saudita	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de un BHA alternativo corrigiendo errores de lecciones aprendidas en otros proyectos de reentradas. 	<ul style="list-style-type: none"> • El BHA alternativo cuenta con una herramienta de orientación electrohidráulica con resolución de 1° de la cara de la herramienta. 	

3.4. Lecciones Aprendidas de la Técnica TTRD en Colombia

A continuación, se describirán en orden cronológico las lecciones aprendidas en la primera campaña TTRD realizada en Colombia, desarrollada en un principio por BP Colombia y posteriormente por Equión Energía. Cabe resaltar que lo que se destacará en esta sección son los eventos de perforación sucedidos más significativos en cada pozo, que han servido para la transferencia de conocimientos y aprendizajes en todo el país y que contribuyen al desarrollo de esta técnica en futuras campañas.

La técnica TTRD se identificó como una solución de bajo coste para recuperar las reservas remanentes de los campos Cupiagua y Cusiana mediante la perforación de pozos laterales desde los pozos existentes sin necesidad de recuperar el completamiento existente. Tras la plena aplicación del TTRD, el volumen total recuperado se estimaba en unos 42 MMSTB, en el escenario más probable.

Tanto Cusiana como Cupiagua son campos maduros en general, con volúmenes no recuperados lo suficientemente pequeños como para soportar el alto coste de perforar nuevos pozos convencionales que se estiman su costo puede estar entre 70 y 100 millones de dólares. Los pozos laterales perforados desde los pozos existentes directamente en el yacimiento se consideran una opción para recuperar estos volúmenes.

Los Sidetracks pueden resolver algunos de los problemas actuales de Cusiana y Cupiagua, tales como:

- Problemas de conformidad de pozos: Las formaciones con diferentes índices de productividad que producen desde el mismo pozo compiten entre sí. Las formaciones con los IP más bajos no se drenan eficientemente.
- Problemas de área no drenada: Pequeñas bolsas de petróleo no recuperado que no son lo suficientemente grandes como para justificar un pozo convencional.
- Alternativas a la estimulación del pozo: En algunos pozos, los ensayos de fracturación o acidificación no han tenido éxito, tal vez debido a los bajos valores de K^*h o al alto daño de formación, los pozos laterales ofrecen una forma eficaz de evitar los daños en la formación y recuperar la productividad.

Cusiana y Cupiagua tienen tres yacimientos diferentes que se encuentran a profundidades que van desde los 15.000 ft MD (13.500 TVD) hasta los 17.000 (15.000 TVD). El espesor del

yacimiento puede variar dependiendo de la posición en el campo de 300 a 500 ft. Los campos están ubicados en las laderas de la cordillera de los Andes, por lo que se caracterizan por ser estructuras de alto plegamiento / fallas que resultan en alta tectónica y altas tensiones de roca alrededor del pozo. Los laterales de TTRD se perforaron directamente en los yacimientos de arenisca con UCS de roca que oscilan entre 15 y 30 KPSI. Las temperaturas en la profundidad del yacimiento oscilan entre 260 y 280 °F.

El estudio de viabilidad del proyecto se realizó en tres fases: la fase I, de preselección de activos; la fase II, de evaluación de yacimientos para los pozos candidatos seleccionados; y la fase III, de viabilidad técnica de los pozos seleccionados y su correspondiente base de diseño. El resultado de este análisis fue una lista de 10 candidatos maduros. A continuación, se presentarán los principales retos que tuvieron que superar los pozos TTRD, cabe resaltar que por asuntos de confidencialidad los nombres reales de los pozos fueron modificados por los autores.

3.4.1. Pozo AL3Z – 2008

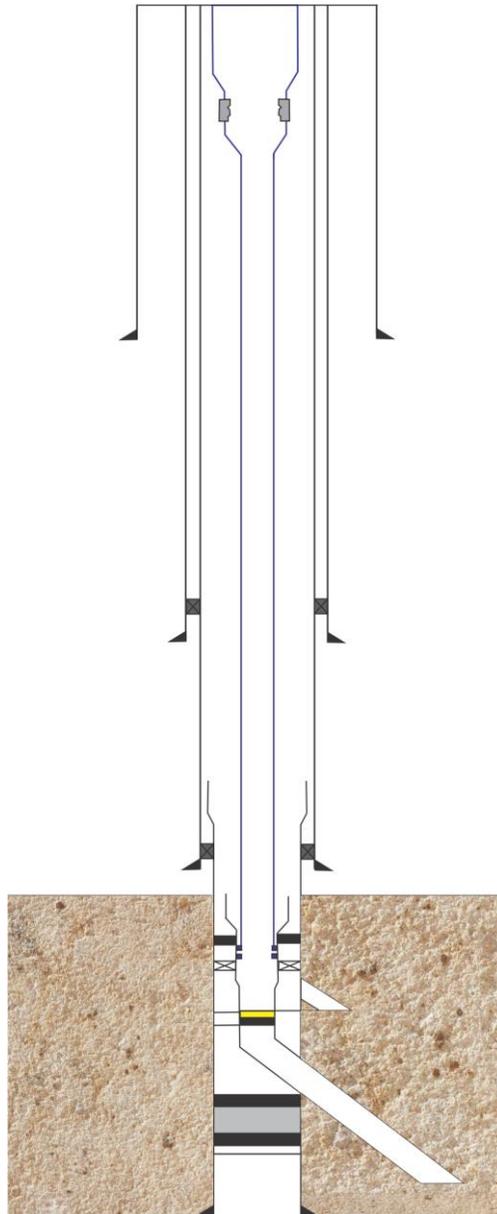
El pozo AL3Z fue el primero de la campaña TTRD realizada para recuperar las reservas de petróleo categorizadas como Np4 de los campos Cusiana y Cupiagua. Aunque este pozo no era el mejor candidato desde la perspectiva del subsuelo, su configuración de terminación Monobore de 7" permitió la implementación de la técnica TTRD utilizando herramientas direccionales de 4-3/4" de diámetro exterior. El pozo se perforó en la formación Mirador para recuperar volúmenes adicionales de la placa principal de Cupiagua.

Este pozo fue planeado como una reentrada TTRD Slim Hole Lateral con un AFE de 69,4 días y costos de aproximadamente 18.33 millones de dólares incluidas las operaciones de pre-work, perforación, completamiento y post-work, pero debido a problemas en la construcción de

ángulos, pegas de tubería, entre otros, el tiempo de realización de este pozo fue de 121,5 días con un costo de 28.2 millones de dólares.

Se empezaron operaciones de perforación en octubre del año 2008, para perforar el pozo AL2, pero después de perforar aproximadamente 90 ft, la tubería se pegó y después de 17 horas se liberó, mostrando en superficie la pérdida de 4 cuchillas de la broca PDC y aunque se realizaron varios intentos fallidos de pesca y de recuperación de las cuchillas, se tomó la decisión de abandonar las operaciones y el pozo se taponó con cemento. Como se observa en la Figura 24 se utilizó el tapón de cemento como soporte para un segundo Whipstock con el fin de perforar el pozo L3 que, al encontrar una restricción a los 15.929 ft, se desvió accidentalmente perforando el lateral L3Z hasta los 16.261 ft y dejando un lateral de longitud de 530 ft, para el completamiento se usó un liner pre perforado de 3-1/2". A continuación, se mencionarán los principales eventos de perforación que se presentaron en las operaciones de este pozo y en algunos casos pusieron en riesgo la operación o contribuyeron al aumento de NPT.

- Se usaron aproximadamente 20 brocas tricónicas y 2 brocas PDC, de la cual la primera broca PDC fue la que perdió 4 cuchillas; es importante resaltar que la vida útil de las brocas tricónicas en ambientes tan duros y a altas ROP, es mínima debido a la restricción en el número de revoluciones.
- La pérdida de la señal MWD fue un factor frecuente en las operaciones.
- Fallos en la comunicación con el CoPilot.
- Constantes paros en el motor.

Figura 24*Estado Mecánico Pozo AL3Z*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

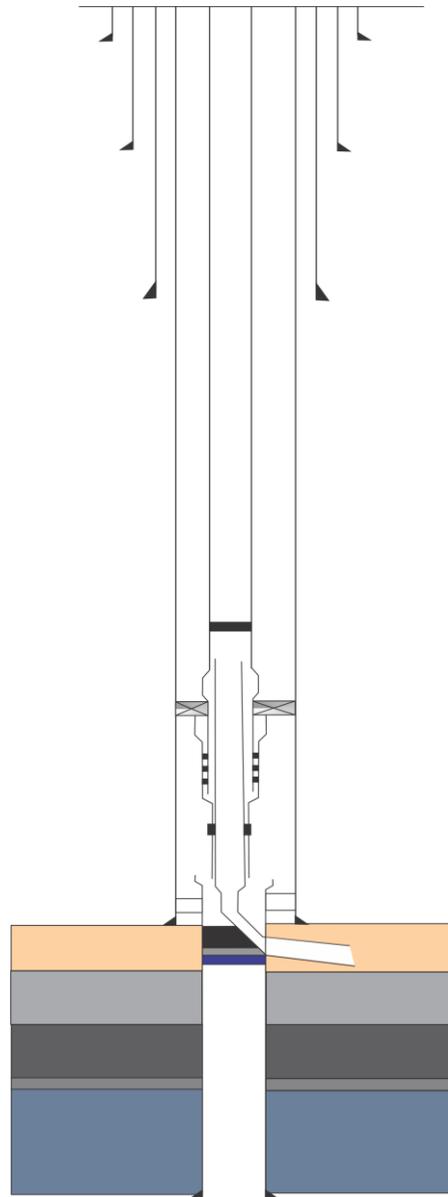
- Muy mala transferencia de peso a la broca, que fue corregida con el uso de Agitator, aunque se ponía en riesgo el aumento de las vibraciones debido su utilización.

- El sistema se trató con carbonato de calcio dimensionado en adiciones horarias con el fin de mantener las propiedades, mantener el peso del lodo y proporcionar agentes de puenteo de acuerdo con la distribución del tamaño de las partículas prevista.
- Intentos de pega por empaquetamiento.
- Se presentó un pésimo control de la herramienta.
- Se detectó un punto estrecho entre 15.924 y 15.976 ft, debido a las restricciones de paso del BHA, mediante las lecturas del CoPilot ya que dispone de una función llamada Bending Moment Tool Face (BMTF), que permite medir la inclinación del pozo cuando la sarta está siendo girada. Esta función permitió confirmar que se había cortado accidentalmente una ranura lateral baja durante las operaciones de fresado de BHAs anteriores.

3.4.2. Pozo BLIZ – 2009

Este pozo fue planeado como una reentrada TTRD Slim Hole Lateral con un AFE de 45 días y costos de aproximadamente 13.4 millones de dólares incluidas las operaciones del pre-work, perforación, completamiento y post-work, pero debido a problemas en la estabilidad de pozo, pegas de tubería que produjeron el rompimiento de un BHA en tres partes, entre otros, el tiempo de realización de este pozo fue de 67 días con un costo de 18.4 millones de dólares.

Se empezaron operaciones de perforación en febrero de 2009, para el pozo BL1, pero mientras se perforaba a 14.461 ft la tubería se pegó y la sarta se partió accidentalmente en tres puntos diferentes mientras se aplicaba overpull, tras varios intentos de pesca fallidos, incluidos algunos daños en otras herramientas como el Agitator se decidió desviar el pozo como se observa en la Figura 25.

Figura 25*Estado Mecánico Pozo BL1Z*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). *Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

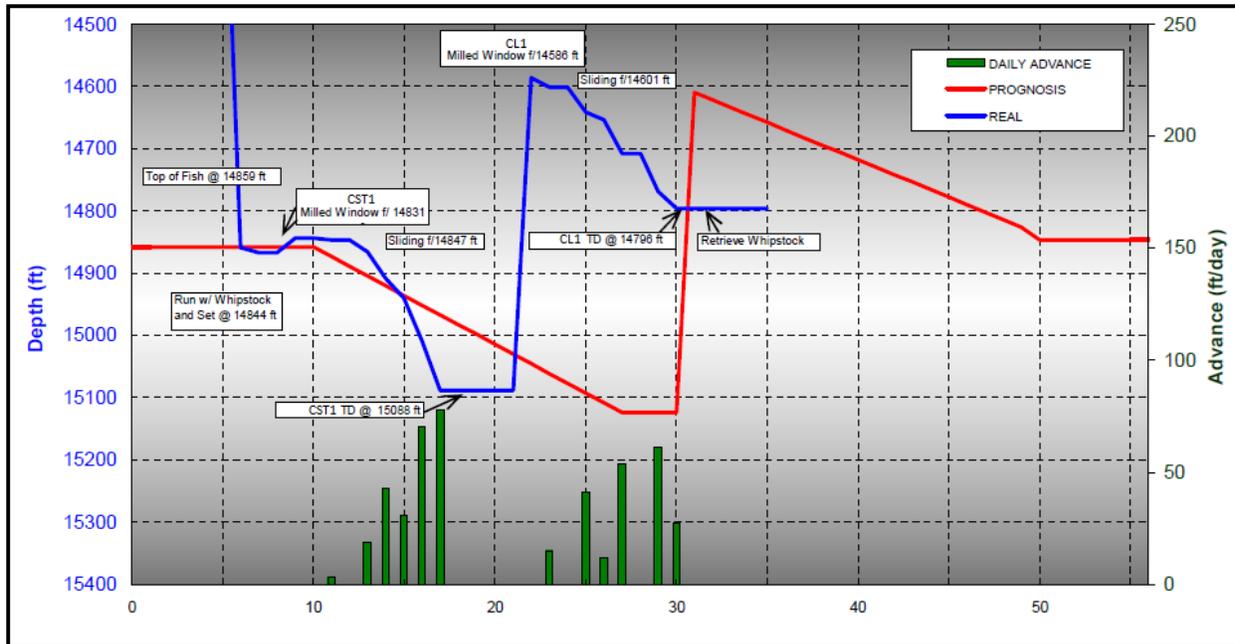
El pozo BL1Z fue desviado sin la necesidad de colocar un tapón de cemento, se perforó hasta una profundidad de 14.363 ft con una longitud del lateral de 221 ft, finalmente se realizó

un viaje de limpieza y se corrió un liner pre-perforado de 2-7/8" (con huecos de 3/8" y fase de 135 grados), liner shoe a 14.360 ft sin restricciones y un empaque hinchable recuperable a 13.470 ft (13.463 ft - 13.474 ft). A continuación, se mencionarán los principales eventos de perforación que se presentaron en las operaciones de este pozo y en algunos casos pusieron en riesgo la operación o contribuyeron al aumento de NPT.

- Problemas potenciales de integridad del casing de 9-5/8" construido con acero al carbono ya que tenía ovalidad crítica y estaba colapsado en varias partes, adicionalmente el casing había estado expuestos a fluidos de producción, lo que aumentaba el riesgo de colapso; este problema se mitigó colocando un tubing de 3-1/2".
- Paradas del motor con mucha frecuencia.
- Mala decodificación para sincronizar la señal MWD.
- Constantes problemas por la escasa transferencia de peso.
- Altos costos y tiempo en operaciones de pesca de la sarta fracturada.
- Numerosas pegas de tubería debido la inestabilidad del pozo que generaba puntos estrechos.

3.4.3. Pozo CST1 / CL1 – 2010

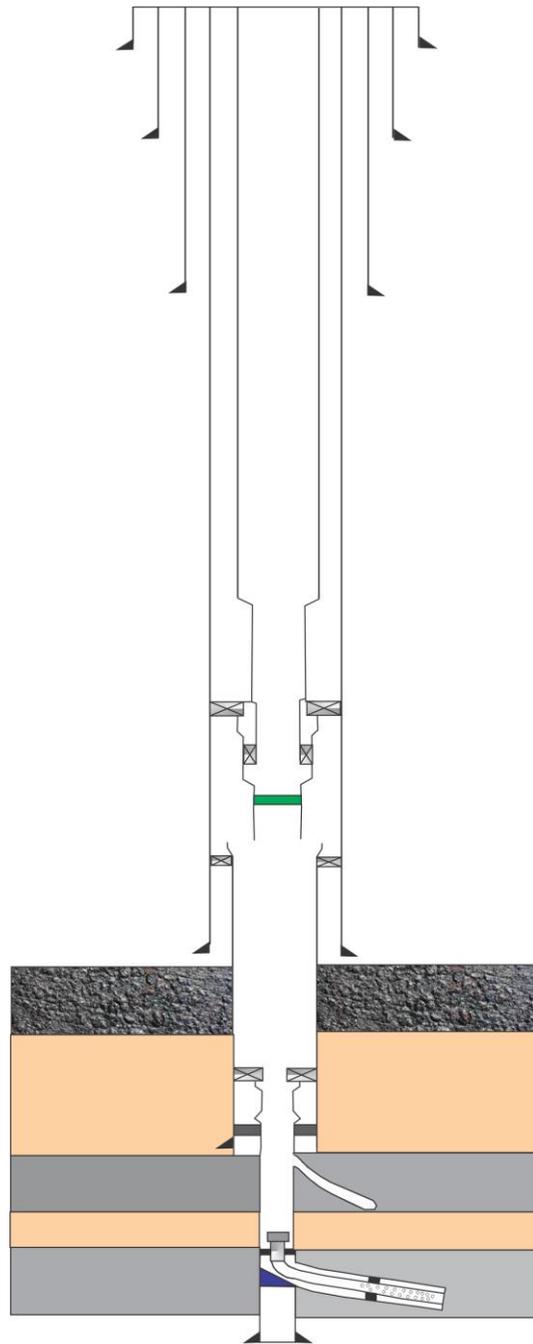
Este pozo fue planeado como una reentrada TTRD Slim Hole Dual Lateral con costos de aproximadamente 14.3 millones de dólares incluidas las operaciones del pre-work, perforación, completamiento y post-work. Debido al éxito de las operaciones de pozo, los pocos NPT y cero pegas de tubería el pozo fue terminado con gran tiempo de anticipación como se observa en la Figura 26, teniendo costos de 11.1 millones de dólares en aproximadamente 35 días versus los 64 días planeados.

Figura 26*Prognosis geológica vs. tiempo real*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). *Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Los objetivos de la perforación de este pozo que ya era inyector de gas en la formación Mirador eran: aislar temporalmente los perforados en la formación Mirador, obtener acceso a la formación Guadalupe, perforar un lateral en la formación Barco de 197 ft, realizar un sidetrack de 247 ft en la formación Guadalupe y completarlo con un liner pre-perforado y un arreglo de empaques, como se observa en la Figura 27. Este pozo fue una exitosa aplicación de la tecnología TTRD, se realizó en tiempo récord, con la utilización de 13 BHAs, 3 brocas impregnadas cortadores Diamond Speed y motores Xtreme de 2-7/8" de alta velocidad. A continuación, se mencionarán los principales eventos de perforación que se presentaron en las operaciones de este pozo.

- El sidetrack en la formación Guadalupe tuvo un total de 247 ft perforados en una sola pasada por una broca impregnada de 3-3/4", se completó con un liner pre-perforado de 2-7/8" y empaques hinchables. A pesar de algunos eventos de transferencia de peso e intentos de pega el estado del pozo era bueno.
- El lateral en la formación Barco tuvo un total de 197 ft, perforados con dos BHAs por deslizamiento, la razón de utilizar dos diferentes BHAs, fue que el primer BHA no proporcionó la tasa de construcción deseada por lo que tuvieron que hacerse cambios en el motor y el AKO, también se presentaron problemas en la instalación del Whipstock para anclarlo con éxito.
- Los principales NPT ocurrieron por problemas en la movilización de los equipos en carretera.
- Frecuentes daños en las juntas y fugas en el Standpipe.
- Decodificación constante de las herramientas MWD / LWD.
- Pérdida de la señal del codificador de Variador de Frecuencia, no se pudo reiniciar, lo que produjo que el malacate se apagara por completo.
- Debido a una mala correlación de profundidades se presentaron problemas para el ajuste del tapón N1, usado en operaciones de pre-work para dejar el pozo listo para la perforación.
- La sección se perforó hasta la TD en una sola pasada con un DLS en la región de 18°/100 ft. El caudal varió entre 90 gpm y 102 gpm y la presión diferencial osciló entre 30 psi y 120 psi.

Figura 27*Estado Mecánico Pozo CST1 / CLI*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

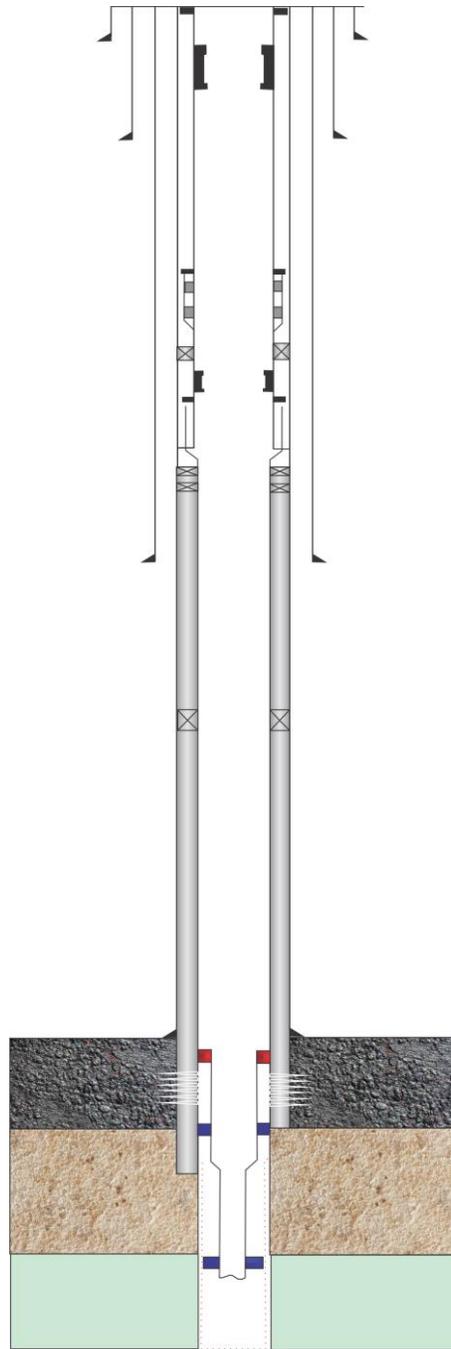
- Se hace la recomendación de: Tardar de 10 a 15 minutos para perforar y recoger los primeros 3 metros más o menos muy lentamente ya que es vital para evitar que el motor se pegue en el fondo, este procedimiento tuvo éxito debido a que no se presentaron incidentes de pega de tubería.

3.4.4. Pozo D – 2010

Este pozo fue planeado como una reentrada TTRD Slim Hole Profundización con costos de aproximadamente 13.75 millones de dólares incluidas las operaciones del pre-work, perforación, completamiento y post-work, las cuales deberían realizarse en 54 días, debido al éxito de las operaciones de pozo, tuvo un costo de 8.1 millones de dólares y un total de días de operación de 39.

Los objetivos de la perforación de este pozo que ya era inyector de gas en la formación Mirador eran : Aislar permanentemente la perforación abierta en Mirador , obtener un acceso de 5-3/4” al pozo madre para recuperar un tapon, profundizar el pozo a través de las formaciones los Cuervos y Barco y completar el pozo como inyector de gas en hueco abierto. La profundización de este pozo fue un éxito, como se observa en la Figura 28, y se hizo con la utilización de 12 BHAs y brocas impregnadas. A continuación, se mencionarán los principales eventos de perforación que se presentaron en las operaciones de este pozo.

- La profundización del pozo D fue de 442 ft (296 ft de la formación Los Cuervos y 146 ft de Barco) en una sola pasada, sin problemas de control de pozo, pérdidas de circulación, cavings o problemas de estabilidad de pozo, tampoco hubo problemas operativos relacionados con el fallo de herramientas de fondo de pozo ni con las altas vibraciones.

Figura 28*Estado Mecánico Pozo D*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

- Para el completamiento se usó un liner pre perforado de 4-1/2" x 2-7/8" y empaques hinchables.
- Se presentaron algunos atascos en el motor, como consecuencia hubo pedazos de elastómeros procedentes del estator.
- Mientras se intentaba sentar el liner con tres empaques (dos hinchables y un Signature D packer), hubo problemas constantes de pega y se encontraron algunas obstrucciones en el hueco, se decidió sacar el liner a superficie, en el proceso el empaque Signature D packer se sentó y el liner se corrió en una mala posición, lo que condujo a operaciones de pesca y fresado aumentando significativamente los NPT. Este incidente pudo haberse evitado ya que el hecho de que se requiriera POOH (Pull out of the hole), con bombas era una indicación de que el estado del agujero no era bueno y, por lo tanto, el liner tendría muchas posibilidades de no llegar al fondo.
- No es recomendable utilizar el Signature D packer o cualquier packer de características similares para operaciones TTRD: Este tipo de packer permanente no permite la rotación, la circulación está muy restringida y trabajar la sarta hacia arriba puede representar también un riesgo.
- Durante las primeras corridas de acceso y fresado hubo una mala correlación de profundidades del wireline originales y las actuales.
- El BHA fue rotado en todo momento y no fue necesario deslizarlo.

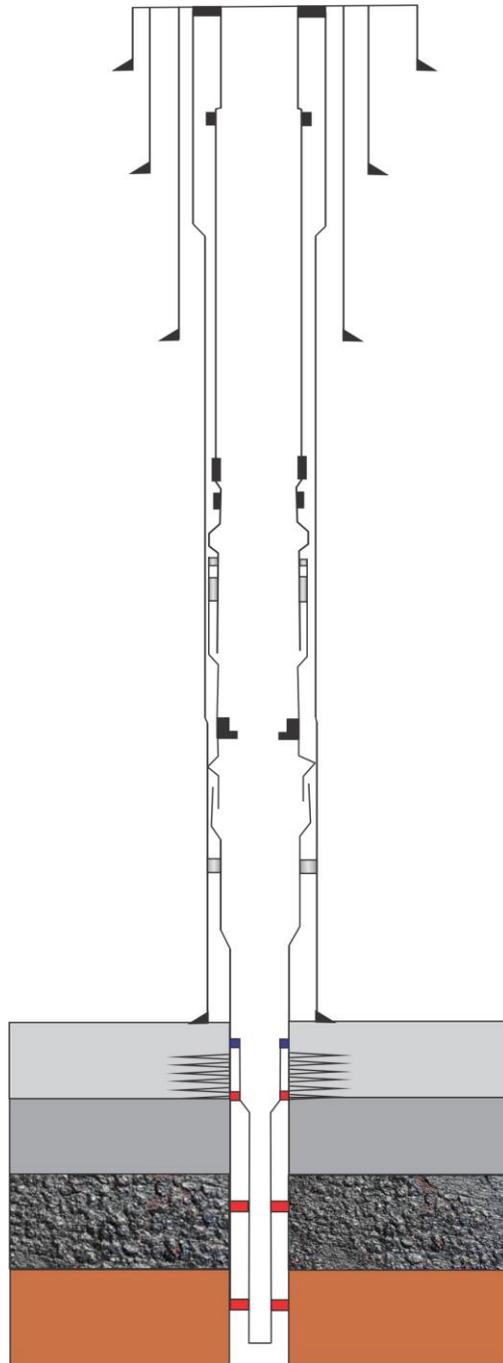
3.4.5. Pozo E – 2011

Este pozo fue planeado como una reentrada TTRD Slim Hole Profundización con costos de aproximadamente 11.6 millones de dólares incluidas las operaciones del Pre-Work, Perforación, completamiento y Post Work las cuales deberían realizarse en 39 días, Debido al

éxito de las operaciones de pozo, tuvo un costo de 9.8 millones de dólares y un total de días de operación de 33.

Los objetivos de la perforación de este pozo que ya era inyector de gas en la formación Mirador como se observa en la Figura 29, eran: Aislar permanentemente la perforación abierta en Mirador, obtener un acceso de 5-3/4" al pozo madre, profundizar el pozo a través de las formaciones Los Cuervos, Barco y Guadalupe y completar el pozo como inyector de gas asegurando el aislamiento hidráulico y mecánico de las formaciones Los Cuervos y Mirador. La profundización de este pozo fue un éxito y se hizo con la utilización de 7 BHAs y brocas de diamantes impregnadas. A continuación, se mencionarán los principales eventos de perforación que se presentaron en las operaciones de este pozo.

- La profundización fue de 766 ft utilizando dos BHAs de perforación, el primer BHA se realizó con una broca PDC y un motor "Low Speed" y alto torque con el que se perforaron 385 ft en la formación Los Cuervos y 189 ft en la formación Barco; El segundo BHA se realizó con una broca impregnada y un motor "High Speed" y bajo torque, con el que trabajaron 53 ft de la formación Barco y 92 ft de la sección Guadalupe.
- Para el aislamiento mecánico se utilizó un tapón WG, pero al hacer pruebas de presión de tubería, este falló y al parecer el tapón WG se sentó en la parte superior de Signature D packer.
- Para el completamiento del pozo se corrió un liner pre perforado de 4-1/2" x 3-1/2".
- Taponamiento de la sarta en una junta de 2-7/8" por causa de una de las bolas de Well Comander utilizadas para activar la herramienta, se gastaron 35 horas en salir del pozo. El costo de este incidente fue de aproximadamente 150.000 dólares.

Figura 29*Estado Mecánico Pozo E*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

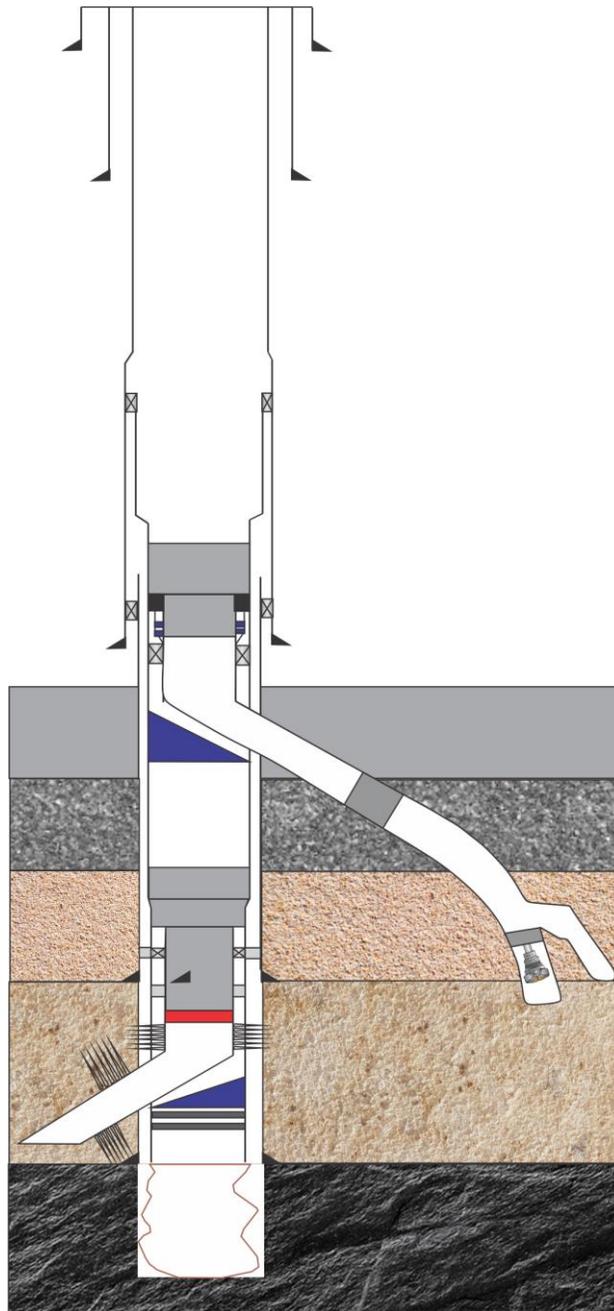
- El pozo tuvo excelente limpieza, no hubo pérdidas de circulación, cavings, ni inestabilidad y toda la sección se perforó en modo deslizante.

3.4.6. Pozo FST1 – 2012

Este pozo fue planeado como una reentrada TTRD Slim Hole Lateral con costos de aproximadamente 17.7 millones de dólares incluidas las operaciones del Pre-Work, Perforación, completamiento y Post Work las cuales deberían realizarse en 91 días, pero debido a grandes problemas de pescados y abandono de pozo (como se observa en la Figura 30), se tomaron 150 días en operación con un costo de 24.56 millones de dólares.

Los objetivos de la perforación de este pozo en la formación Mirador eran:

- Incrementar el factor de recobro de hidrocarburos drenando las reservas de la zona Norte, las reservas incrementales esperadas oscilan entre 0.7 MMSTB y 2.5 MMSTB.
- Acceder al Mirador Superior y drenar más eficazmente los recursos del Mirador Inferior.
- Entregar el pozo con el mínimo daño de formación para inyectar hasta 40 MMscfd y producir 3000 bbl de líquidos por día y 30 MMscfd.
- Entregar el pozo con el tamaño de completamiento capaz de inyectar hasta 40MMscfd y producir 3000 bbl de líquidos por día y 30 MMscfd.
- Poner el pozo en inyección.
- Adquirir información petrofísica de los reservorios que se requiera para realizar una adecuada evaluación de la Formación Carbonera Inferior y Mirador.

Figura 30*Pozo FST1 – 2012*

Nota. Modificado de Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Para el sidetrack de este pozo, se utilizaron 31 BHAs y brocas de diamantes impregnados y tricónicas. Desafortunadamente este pozo resulto en fracaso debido a problemas de estabilidad de pozo y pegas de tubería en la formación C8 lo que dejó principalmente un pescado en el primer sidetrack de 6-½”.

A continuación, se mencionarán los principales eventos de perforación que se presentaron en las operaciones de este pozo.

- El primer lateral de 6-½” fue perforado sobre el tope de Mirador usando 5 BHAs, 3 de ellos con motor y 2 rotativos (incluyendo el montaje LWD).
- Constantes problemas con la decodificación del MWD.
- A la profundidad de 15.189 ft se observaron problemas de pega de tubería, e inestabilidad de pozo, se intentó sacar la tubería, pero se perdió el motor de lodo y la broca tricono, tras varios intentos de pesca y al haber perdido herramientas de desconexión hidráulica, Overshot entre otras, se decidió taponar con cemento y realizar una desviación, la cual termino en fracaso, por lo tanto, se decidió abandonar el pozo y suspenderlo.
- Entre los principales problemas que se presentaron en este pozo fueron: limpieza de pozo deficiente, incertidumbre geológica e inestabilidad de Carbonera 8.

Como se pudo observar anteriormente los retos a los que se tuvo que enfrentar en la campaña de perforación TTRD fueron:

- Realizar el trabajo sin dañar el Downhole Safety Valve.
- La rotación podía acabar retrocediendo en la tubería, por lo que debía evitarse la rotación o restringirse al mínimo.
- La limpieza de pozo en los pozos de gran inclinación era crítica.

- Fue necesario hacer KOP enfrente de los perforados.
- Era probable que se presentaran problemas de suaveo debido al reducido espacio anular por lo que el sistema de detección de patadas debía mejorar la sensibilidad.
- Incertidumbre en el rendimiento de las herramientas direccionales tan pequeñas para alcanzar trayectorias agresivas con DLS de hasta 36°/ 100 ft.

A continuación, se presenta de forma resumida en la Tabla 5 los acontecimientos más significativos de cada pozo analizado de la campaña TTRD en Colombia.

Tabla 5

Resumen de las lecciones aprendidas de la Técnica TTRD en Colombia

Pozo	Año	Objetivos	Resultados	Principales Inconvenientes
Pozo ALZ3 Cupiagua	2008	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar y probar la tecnología TTRD en Cupiagua. • Completar el pozo en la zona productora de HC para recuperar hasta 0.29 MMSTB. 	<ul style="list-style-type: none"> • No fue posible conseguir la trayectoria planeada por el desvió accidental y la pérdida del lateral. • Se pudo probar la tecnología TTRD en este campo. • Desgaste excesivo de brocas tricónicas. • Perforación de lateral de 5-5/8" . <p>AFE Estimado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 18.3 MM USD • Días: 69.5 	<ul style="list-style-type: none"> • Perdida del lateral por un pescado de cuchillas y matriz de broca PDC. • Sidetrack accidental. • Pésimo control de la cara de la herramienta. • Constantes pérdidas de la señal MWD. • Transferencia de peso corregida con el uso de agitator.

			<p>AFE Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 28.2 MM USD • Días: 121.5
Pozo BL1Z Cusiana	2009	<p>Incrementar reservas de Mirador Superior, mediante la recuperación de 1,6 MMSTB al 2016.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de lateral de 4-1/8". • No fue posible conseguir la trayectoria planeada por la pérdida del lateral inicial. <p>AFE Estimado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 13.4 MM USD • Días: 45 <p>AFE Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 18.2 MM USD • Días: 67
Pozo CST1/CL1 Cusiana	2010	<p>Pozo inyector de gas en Mirador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar temporalmente los perforados en la formación Mirador. • Obtener acceso a la formación Guadalupe. • Perforar un lateral en la formación Barco de 197 ft. • Realizar un sidetrack de 247 ft en la formación Guadalupe. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas en la movilización de equipos. • Decodificación constante de las herramientas MWD / LWD. • Pérdida de la señal del codificador de Variador de Frecuencia, no se pudo reiniciar, lo que produjo que el malacate se apagara por completo. <p>AFE Estimado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 14.3 MM USD • Días: 64 <p>AFE Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 11.1 MM USD • Días: 35

		<ul style="list-style-type: none"> • Completarlo con un liner pre-perforado y un arreglo de empaques. 	
Pozo D Cusiana	2010	<p>Pozo inyector de gas en la formación Mirador:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar permanentemente la perforación abierta en Mirador Obtener un acceso de 5 ¾" al pozo madre para recuperar un tapón. • Profundizar el pozo a través de las formaciones los Cuervos y Barco. • Completar el pozo como inyector de gas en hueco abierto. 	<ul style="list-style-type: none"> • La profundización del pozo D fue de 442 ft (296 ft de la formación Los Cuervos y 146 ft de Barco) en una sola pasada. • Sin problemas de control de pozo, pérdidas de circulación, cavings o problemas de estabilidad de pozo. <p>AFE Estimado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 13.75 MM USD • Días: 54 <p>AFE Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 8.1 MM USD • Días: 39
Pozo E Cusiana	2011	<ul style="list-style-type: none"> • Aislar permanentemente la perforación abierta en Mirador. • Obtener un acceso de 5-¾" al pozo madre. • Profundizar el pozo a través de las formaciones los 	<p>La profundización fue de 766" (Formaciones Los Cuervos, Barco y Guadalupe).</p> <p>AFE Estimado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 11.6 MM USD • Días: 39 <ul style="list-style-type: none"> • Problemas de asentamiento del Signature D packer en operaciones de asentamiento de un tapon WG para aislamiento zonal. • Taponamiento de la sarta en una junta de 2-7/8" por causa de una de las

		<p>Cuervos, Barco y Guadalupe.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Completar el pozo como inyector de gas asegurando el aislamiento hidráulico y mecánico de las formaciones Los Cuervos y Mirador. 	<p>AFE Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 9.8 MM USD • Días: 33 	<p>bolas de Well Comander utilizadas para activar la herramienta, se gastaron 35 horas en salir del pozo. El costo de este incidente fue de aproximadamente 150.000 dólares.</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar el factor de recobro de hidrocarburos drenando las reservas de la zona Norte, las reservas incrementales esperadas oscilan entre 0.7 MMSTB y 2.5 MMSTB. • Acceder al Mirador Superior y drenar más eficazmente los recursos del Mirador inferior. • Entregar el pozo con el completamiento y con el mínimo daño de formación para inyectar hasta MMscfd y producir 3000 bbl de líquidos por día y 30 MMscfd. 	<p>Abandono del pozo por constantes pegas y pérdida de motor y broca tricóno.</p> <p>AFE Estimado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 17.7 MM USD • Días: 91 <p>AFE Real:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos: 24.56 MM USD • Días: 150 	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de pozo deficiente. • Incertidumbre geológica e inestabilidad de Carbonera 8. • Pérdida de lateral por el pescado de un motor y broca irrecuperables.
Pozo FST1 Cusiana	2012			

4. Guía de Pautas y Recomendaciones Operacionales para la Implementación de la Técnica TTRD en Campos Colombianos

4.1. Pautas Operativas

4.1.1. Estudio del Yacimiento y Revisión Geológica

Lo primero que se debe hacer es realizar una caracterización del yacimiento para hacer la planeación de las actividades de perforación, tales como, la definición del tipo de yacimiento, tipo de fluidos, las necesidades del yacimiento, las anomalías geológicas, características de la roca, fallas, azimut y buzamiento de los estratos, esfuerzos, overburden (profundidad del pozo donde se va a hacer la ventana de salida), WOC (contacto agua aceite), etc.; y la definición de los objetivos en el pozo, por lo que es necesario identificar los bolsillos o zonas no drenadas, pozos con daño a la formación, la necesidad de profundizar, la conversión de pozos y la intersección de zonas de alta permeabilidad (fracturas naturales).

4.1.2. Ventana de Lodo (Gradiente de fractura y Presión de Poro)

La ventana de lodo se puede definir como el rango operativo y seguro de densidades o presiones equivalentes que evitan problemas de perforación, el cual se realiza con base en el análisis del inciso anterior. La ventana del lodo consta de las curvas de presión de poro (presión de la formación), falla por cizalla, mínimo esfuerzo principal, la presión de fractura de la formación y finalmente las densidades de lodo mínima y máxima recomendadas para la perforación segura y estable del pozo (Varela, Berkovi, & Lafont, 2015).

4.1.3. Condición del Estado Mecánico e Integridad de Pozo

Determinar la condición del estado mecánico es de vital importancia porque se deben identificar los riesgos para la toma decisiones pertinentes para mitigarlos y proteger la integridad

del pozo, tales como, profundidad de los perforados (es necesario taponarlos si están localizados suprayacentes a la ventana de salida), revestimientos colapsados, revestimientos desgastados (se puede utilizar como completamiento de sacrificio y después recompletar el pozo), el tipo de terminación, posición y perfil de la DHSV (instalar una manga para protegerla), presencia de nipples, etc.

Por último, es importante identificar el sistema de levantamiento empleado en el pozo, debido a las restricciones internas propias de cada tipo, en los pozos donde se cuente con Bombeo Eléctrico Sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas o Bombeo Hidráulico tipo Pistón, la extracción previa del sistema será necesario, lo que aumentará significativamente los costos; por otro lado, en los pozos que se cuente con flujo natural, Bombeo Mecánico, Gas Lift y Bombeo Hidráulico tipo Jet, se puede realizar la operación sin la necesidad de retirar el tubing (González y Martín, 2019).

4.1.4. Restricciones de ID (DHSV, Nipple)

En los completamientos de los pozos se encuentran componentes de terminación que reducen el diámetro de paso y son un criterio fundamental a la hora de seleccionar las diferentes herramientas que se van a correr dentro del pozo en las actividades de perforación TTRD, tales herramientas pueden ser nipples y DHSV.

4.1.5. Historia del Pozo

Es importante estudiar la historia del pozo para identificar, analizar y entender los eventos pasados y con base en ellos, construir las técnicas operativas para mitigar los aspectos negativos que se presentaron anteriormente; complicaciones en el pozo, en la etapa de perforación, en el completamiento y en la producción (arenas, escamas), etc.

4.1.6. Geometría del Pozo

En la planificación de la geometría de pozo se deben tener ciertas consideraciones para el diseño de las trayectorias de este, consideraciones tales como; en donde se va a sentar el KOP, generalmente en el tope de la formación para tener más espacio para construir; como sería la inclinación/azimut del pozo; tasa de construcción esperada (Dog Leg Severity - DLS) (DLS máx. de 64°/100 ft en el Pozo X); identificar la zona de mayor interés del yacimiento para la longitud del sidetrack (Step-Out² máx. de 1.074 ft para un KOP a 10.000 ft con DP de 3-3/4” en el Pozo Y) y si se requiere perforar toda la formación (tope a base), para aumentar el área de contacto con el pozo; se debe perforar en la dirección del mínimo esfuerzo, porque la formación se abre en esta dirección; debe alejarse del contacto agua aceite (WOC) y la distancia máxima a las fallas que interrumpen el yacimiento. En esta actividad participa un equipo multidisciplinario, de perforación, yacimientos, geología, direccional e integridad de pozo. Todo esto con el fin de cumplir las metas establecidas.

4.1.7. Top Drive

Como se ha mencionado anteriormente el diámetro y el peso de las herramientas TTRD se ve severamente reducido en comparación a los pozos convencionales, de igual manera, el taladro de perforación necesario es pequeño, pero los criterios de selección siguen siendo necesarios, criterio tal como el límite del torque (top-drive debe poder manejar los torques relativamente pequeños a bajas RPM requeridos en TTRD) (ver Sección 2.3.1.3.).

² Step-Out: longitud del pozo desviado (sidetrack) después de la ventana de salida.

4.1.8. Sistema de Detección de Influjos

Uno de los principales obstáculos en la aplicación de la tecnología TTRD Slim Hole es la detección de patadas gracias a que los pozos Slim hole tienen una reducida tolerancia a los influjos gracias al limitado volumen anular.

Un sistema de control seguro debe detectar tempranamente flujos de gas para permitir un cierre rápido del pozo. Además, es importante que cualquier sistema de detección de influjos esté activo durante las operaciones de perforación y sea capaz de diferenciar una patada de otros fenómenos que ocurren durante estas actividades (detección temprana de patadas de pozo).

Con el fin de minimizar el volumen del influjo, una patada debe ser controlada tan pronto como sea posible y debe ser confirmada no por una verificación de flujo, si no observando el incremento de presión bajo las BOPs cerradas (presión de cierre en tubería). La sensibilidad del sistema de detección de patadas debe estar en el orden de 0.5 – 1 barril (ver Sección 2.3.1.6.).

4.1.9. Tipo de Drill Pipe y Tipo de Conexión

En las operaciones de TTRD Slim Hole se deben utilizar tubos con conexiones roscadas de alto toque. La conexión Wedge 533® de Tenaris ha demostrado un excelente desempeño. Según Tenaris, s.f., las conexiones de la serie Wedge ofrecen un rendimiento de torque excepcional y son reconocidas como las conexiones más robustas. La confiabilidad y el alto rendimiento son sus características principales.

Algunas de sus características son: tamaño de 2-3/8” – 7-5/8”; 100% resistentes a la tracción, la flexión y a la compresión y se pueden utilizar en las sartas de trabajo, en los pozos horizontales y de alcance extendido, en los pozos profundos y de HP/HT, campos maduros y resaltando la aplicación en operaciones TTRD (ver Sección 2.3.1.5.2.).

La experiencia en campo ha demostrado que el grado de mejor desempeño en las actividades TTRD Slim Hole para el tubo de perforación y conexiones es el S-135.

4.1.10. Swell Packers o Empaques Hinchables

Identificar las zonas del pozo que requieran ser aisladas para el completamiento y marcar las profundidades de asentamiento de los empaques. Adicionalmente, identificar el tipo de Swell Packer (sola capa o múltiples capas) dependiendo del tipo de fluido de perforación que se utilizó en la operación. (ver Sección 2.3.2.3.).

4.1.11. Surgencia (Surge) y Suaveo (Swab)

En los pozos desviados de gran longitud con poca separación anular (característico de los pozos TTRD), la fricción mecánica y el arrastre de fluido reducirán y frenarán el movimiento del extremo inferior de la sarta de perforación. En un pozo con poca separación anular, las velocidades de viaje deben supervisarse y controlarse para garantizar que no se generen presiones excesivas de surgencia y de suaveo (ver Sección 2.2.3.4.).

En hueco abierto, siempre se extrae con la bomba puesta y suavemente, la velocidad de extracción dependerá de las condiciones de cada hueco; en hueco revestido, es común encontrar viajes de 3 ft/min cuña a cuña, igual está condicionado a que tan crítica sea la situación de cada pozo. Se deben ejecutar simulaciones de suaveo y surgencia.

4.1.12. Densidad de Circulación Equivalente ECD

En pozos Slim Hole, la ECD es por lo general significativamente superior al encontrado en pozos convencionales causado por las altas pérdidas de presión en el anular. La magnitud de dichas pérdidas, además de depender del diámetro en el anular, se ve afectada por la profundidad del pozo, la tasa de flujo, las propiedades del fluido de perforación, la rotación de la tubería y los efectos de Surgencia y Suaveo (González y Martín, 2019) (ver Sección 2.2.3.3.).

4.1.13. Limpieza de Pozo

Según González y Martín, 2019, la optimización de la limpieza depende principalmente de la densidad y la reología del fluido, la velocidad en el anular, las propiedades de los cortes, la capacidad de rotación, la ROP y la inclinación del pozo.

Una correcta planeación y ejecución, permite evitar una amplia variedad de problemas, como la disminución de la tasa de penetración, el incremento del torque y el arrastre, la generación de márgenes de Over Pull excesivos, el aumento de la probabilidad de presentar pegas, la generación de obstrucciones durante la corrida del revestimiento y su cementación, e incluso el colapso del pozo.

En un pozo TTRD, se presentan altas velocidades anulares, beneficiando de esta manera la limpieza del pozo. Sin embargo, debido a los altos grados de inclinación que se pueden requerir, se generan fácilmente camas de recortes, dificultando consecuentemente la limpieza. A medida que el ángulo del pozo aumenta, se generan camas de recortes de mayor altura. De acuerdo con la experiencia en Colombia y éxito de las perforaciones TTRD, la tasa que se debería emplear para obtener una limpieza adecuada está en el rango de 90 – 102 gpm (ver Sección 2.2.3.5.).

4.1.14. Posibilidades de Pesca

Según Schlumberger, s.f., la pesca es la actividad en la cual se intenta recuperar un pescado (objeto cualquiera que se quede en el pozo). En las operaciones TTRD en Colombia se ha observado que el éxito de las operaciones de pesca depende de donde quede atrapado el pescado; si el pescado se pega en hueco revestido, hay que trabajarlo, pero generalmente se logra recuperar; pero si el pescado se pegó en hueco abierto, la recuperación del pescado resultará mucho más difícil, y en la mayoría de los casos no se ha conseguido.

4.2. Recomendaciones Operacionales

4.2.1. Recurso Humano Técnico Especializado

Es necesario disponer de un equipo de trabajo calificado y con experiencia en este tipo de trabajos. En experiencias anteriores se pudo apreciar que cada vez que se cambiaron ciertos integrantes del grupo de trabajo, se notó en las actividades y en los tiempos operativos.

4.2.2. Protección y Cuidado de la DHSV

Según Schlumberger, s.f., la DHSV es un dispositivo de fondo de pozo diseñado para aislar los fluidos y contener las presiones del pozo en caso de emergencias o fallas catastróficas del equipo superficial. Los sistemas de control asociados con las válvulas de seguridad están configurados generalmente en un modo a prueba de fallas, de manera que a cualquier interrupción o problema del sistema hará que la DHSV se cierre para que el pozo se vuelva seguro. Casi todos los pozos cuentan con DHSV debido a que habitualmente están sujetas a requisitos legislativos rigurosos. Con base en lo anterior, mantener la integridad y protección de la DHSV por medio de la manga protectora de la DHSV durante las operaciones de TTRD es de gran importancia (ver Sección 2.3.1.5.3.).

4.2.3. Posición de la Ventana de Salida y del Whipstock

Es importante identificar las zonas en las cuáles no es recomendable construir la ventana ni sentar el Whipstock para poder seleccionar el punto de salida; para ello es necesario identificar la ubicación de los collares del revestimiento (alejar el Whipstock de 4'-5') y la calidad del cemento para evitar que se vaya a derrumbar o desmoronar la ventana (si es necesario correr un registro CCL, CBL y VDL) (Ulloque, 2021).

Se recomienda sentar el Whipstock en el tope de la formación objetivo para tener más espacio para poder construir y alejarse lo más posible del pozo madre. Así mismo, dejar un

espacio para un Whipstock de contingencia ($\pm 20'$) en caso de que sea necesario (la longitud del Whipstock de 3-3/4" es de 12'-17') (ver Sección 2.3.1.1.).

4.2.4. Drill Pipe Testing

La tubería de perforación necesita de inspecciones periódicas durante la perforación porque son el caballo de guerra y están sometidas a constantes esfuerzos cíclicos de tensión, compresión, torsión, flexión y abrasión, por lo que su inspección es de esencial importancia para detectar posibles defectos en la fabricación, la manipulación o la perforación, las cuales ayudan a garantizar que la tubería sea apta para el servicio, mejorar su rendimiento y asegurarse de no exceder el número de ciclos de la tubería para evitar fallos por fatiga. Es importante tener en cuenta que la envolvente operativa de las herramientas de perforación TTRD Slim Hole se ve muy reducida por su tamaño.

4.2.5. Componentes Recomendados del BHA

4.2.5.1. Circulating Sub. Durante las operaciones TTRD Slim Hole hay en el pozo dos diámetros diferentes en el anular, el primero, en la zona de construcción del sidetrack (diámetro reducido) y el segundo, ventana arriba en el completamiento del pozo madre (diámetro convencional). Cada una de ellas con necesidades de limpieza diferente y el caudal que pasa a través de la broca hacia al anular no tiene la capacidad de cubrir ambas necesidades y garantizar una buena limpieza de pozo en la segunda zona. Debido a lo anterior, es recomendable contar en el BHA con un Circulating Sub para proporcionar el caudal directamente en el anular del completamiento del pozo madre para mantener una buena limpieza en el pozo (ver Sección 2.3.1.5.4.).

4.2.5.2. Annulus Pressure While Drilling (APWD). La supervisión de la presión real de fondo de pozo en tiempo real con una herramienta APWD ha permitido al operador mantenerse dentro de los límites operativos, definirlos mejor y evitar problemas de perforación como el empaquetamiento, fractura de la formación, problemas de limpieza de pozo y mantener el control del ECD (Suwondo, 2016).

4.2.5.3. Autodriller. Como se observa en la Figura 31, según Neyrfor Schlumberger, s.f., el Autodriller (también conocido como “Turbodriller”) es un sistema de transmisión que convierte de manera eficiente la energía hidráulica de la columna de lodo en energía mecánica en la broca para brindar más potencia de perforación mecánica en el fondo de pozo. Al hacer girar el eje de transmisión a una velocidad más alta sin dejar de ser dinámicamente estable, los sistemas de Autodriller producen una ROP insuperable sin los efectos negativos del exceso de torque. El Autodriller está diseñado con un eje de rotación de transmisión totalmente concéntrico para mantener una potencia óptima mientras se está en el fondo y para absorber las cargas excesivas durante largos períodos de tiempo.

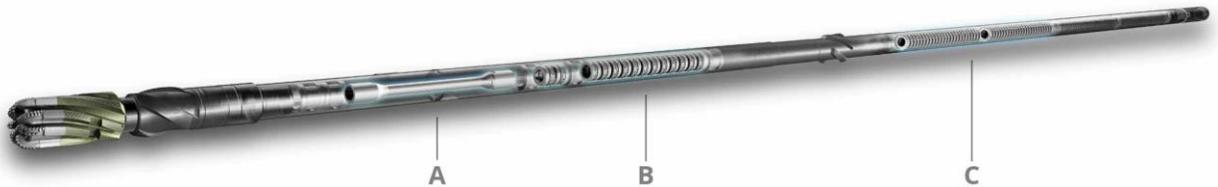
Las aplicaciones del Autodriller son: perforación vertical y direccional; formaciones perforables con PDC y brocas impregnadas; Whipstock, tapones de cemento y sidetracks en hueco abierto o revestido; pozos HP/HT y condiciones hostiles de lodo.

Los beneficios del uso Autodriller en aplicaciones TTRD Slim Hole son las siguientes: Menor tiempo de construcción con ROP mejorado, incluso a través de formaciones muy duras y durante deslizamientos; perforación direccional más eficiente debido a una mayor capacidad de respuesta y control de la cara de la herramienta; menos viajes debido a la alta confiabilidad y la vida útil prolongada del eje de transmisión; reducción de fallas de BHA y desgaste de la broca;

calidad de pozo mejorada y tortuosidad mínima en comparación con los sistemas de transmisión convencionales.

Figura 31

Autodriller



Nota. A) Eje flexible de titanio. B) Conjunto de cojinetes. C) Rotores y estatores. Tomado de Neyfor Schlumberger. (s.f.). *Neyfor Turbodrilling systems*. Obtenido de Schlumberger: <https://bit.ly/2QgVCQU>

4.2.5.4. CoPilot. El CoPilot™ real-time drilling optimization service (servicio de optimización en tiempo real CoPilot™) de Baker Hughes ofrece una mayor eficiencia, confiabilidad y calidad de pozo. Es la forma más rápida de optimizar el rendimiento con una inversión mínima. Los datos de fondo de pozo (presión anular, temperatura, torque, inclinación del pozo cuando la sarta está en rotación, etc.) en tiempo real se comparten entre la plataforma y su oficina, por consiguiente ayuda a cumplir los objetivos de producción críticos a tiempo y acelera el aprendizaje en función de los datos. Se utilizan los datos para la detección temprana y la resolución de problemas de perforación, como fatiga de la tubería de perforación, torceduras y curvas locales altas e igualmente para la planificación de futuros proyectos (Baker Hughes, s.f.).

4.2.5.5. Agitator. La herramienta Agitator consta de una sección de potencia que acciona una válvula, la cual crea pulsos de presión. La herramienta de choque convierte los pulsos de presión en movimiento axial como se observa en la Figura 32. Su frecuencia es directamente proporcional al caudal.

Los beneficios de la implementación del Agitator en las operaciones TTRD son: no aplica fuerzas de impacto en las herramientas de fondo de pozo; no representa un arrastre adicional a la sarta; permite un excelente control de la cara de la herramienta; permite alcanzar mayores ROP y ayuda a transferir peso a la broca.

4.2.5.6.Motor Xtreme. El motor de fondo convencional puede soportar altas revoluciones, pero sin tener la capacidad de transferir mucho torque, por otro lado, el motor xtreme es similar en peso y flujo a los otros motores de fondo, pero es más fuerte y genera más torque sobre la broca (4.08 rev/gal) (ver Sección 2.3.1.5.).

Figura 32

Funcionamiento de Agitator Tool



Nota. Adaptado de National Oilwell Varco. (2016). *Agitator Systems Handbook*. National Oilwell Varco Wellbore Technologies.

4.2.5.7. Brocas Impregnadas. Se recomienda el uso de brocas impregnadas para las operaciones TTRD porque pueden generar mucho torque y tienen la capacidad de soportar las revoluciones tan altas que genera el motor xtreme a pesar de ser tan pequeñas. Por otro lado, las brocas tricónicas se acabarían muy rápido (unas 2-3 horas) por las altas revoluciones del motor y perforar rocas tan abrasivas de los yacimientos colombianos (ver Sección 2.3.1.5.1.).

4.2.6. Liner Pre-Perforado (*Pre-Drilled Liner*) y Malla de Arena (*Sand Screen*)

El parámetro para saber que tipo de completamiento debe utilizarse para la el sidetrack lo condiciona el tipo de formación donde se va a sentar. En caso de ser una formación dura, se recomienda sentar un liner pre-perforado (*Pre-Drilled Liner*), por otro lado, si la formación es blanda, debe instalarse una malla de arena (*Sand Screen*).

No es recomendable cementar el completamiento (liner o malla) debido a los reducidos espacios anulares y las herramientas en el pozo, es muy difícil que el mill o la broca se vayan por el anular y dependiendo de la formación (muy duras) el cemento no es tan importante porque la formación dura difícilmente se lava o tiene washouts. La experiencia de casos internacionales de las operacionales de cementación demostraron ser complicadas y en la mayoría de los casos provocó la pérdida del sidetrack perforado.

Cuando se presenten intercalaciones de lodolitas (*mudstone*) se recomienda utilizar empaques hinchables (*swell packers*) para aislar las zonas problemáticas y que los derrumbes no vayan a alterar la estabilidad y afectar la producción (ver Sección 2.3.2.1 y Sección 2.3.2.2.).

4.3. Matriz de Riesgos en la Perforación TTRD

A continuación, se describe el planteamiento de una matriz de riesgos inherentes a la aplicación de la técnica TTRD, es importante destacar que las variables embebidas dentro esta,

son el resultado de los factores de riesgo presentes en las operaciones de aplicación de esta tecnología a nivel mundial y la primera campaña realizada en Colombia (2008 – 2012).

La selección de los criterios de calificación matricial y riesgos presentes en la matriz se realizó con base en la recopilación bibliográfica de más de 20 artículos de proyectos realizados a nivel internacional y la información contenida en informes de perforación finales de 6 pozos de la campaña realizada en Colombia entre los años 2008 - 2012 , implementada inicialmente por BP Colombia y posteriormente Equión Energía en los campos de Cusiana y Cupiagua además con la consulta a un experto profesional en los proyectos TTRD de Colombia como lo es el director de este proyecto.

Es importante recalcar que la finalidad de esta matriz es principalmente mostrar un resumen general de cuáles son los riesgos intrínsecos más frecuentes que se presentan en las operaciones de perforación de pozos TTRD y que cada compañía, según requerimientos del proyecto y aplicabilidad diseñen su matriz de riesgos, por lo tanto, no todos los riesgos encontrados en este esquema esencialmente sean los únicos o se presenten en todos los casos.

4.3.1. Riesgos en Operaciones TTRD

4.3.1.1. Pérdida de Señal MWD. La adquisición de mediciones durante la perforación (MWD), es fundamental en la toma de datos de parámetros como presión, temperatura y trayectoria en el espacio tridimensional, las mediciones se adquieren en el fondo de pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie.

Los métodos de transmisión de datos varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo. Una falla en la conexión del MWD, se puede dar

generalmente por problemas de altas vibraciones y errores durante el ensamblaje en superficie, aunque es un problema con un nivel de riesgo bajo y una alta manejabilidad, es muy frecuente durante las operaciones y causa pérdidas de viaje, ya que no se puede continuar con la corrida hasta que se corrija este daño. En la experiencia de la campaña TTRD en Colombia, fue un problema constante en los trabajos de perforación en la mayoría de los pozos, en algunos más repetitivo que en otros. Por ejemplo, en el pozo CST1/CL1, un problema de decodificación de la señal MWD que tardo 5.5 horas en ser solucionado costó aproximadamente 40.000 USD.

4.3.1.2. Fatiga Mecánica por Rotación y Desgaste de las Conexiones. Sobrepasar el número de ciclos operativos de la tubería/conexiones puede provocar una falla mecánica que conlleve a la torcedura, ruptura y/o desconexión de la sarta de perforación, lo que puede terminar en la pérdida parcial o total del pozo si el pescado no puede ser recuperado (ver Sección 2.3.1.5.2.; Sección 4.1.9 y Sección 4.2.4.).

4.3.1.3. Torque Errático. Es una forma de detectar problemas en el pozo, especialmente los relacionados con la geometría, formaciones fracturadas, y no consolidadas. El torque errático produce altas vibraciones y si no se tiene cuidado y se presta especial atención puede terminar partiendo herramientas y conduciendo a la pérdida del pozo. Los grandes cortes que caen al fondo del pozo actúan en contra de la rotación de la sarta aumentando el torque y en casos extremos pueden detener por completo la tubería forzando su rompimiento.

4.3.1.4. Transferencia de Peso. Una parte esencial del proceso de perforación es agregar fuerza a la broca para perforar con éxito la roca. El peso en la broca es la cantidad de fuerza hacia abajo ejercida sobre la broca proporcionada por la sarta de perforación. La fuerza de gravedad hacia abajo sobre la tubería proporciona fuerza a la broca para romper la roca de manera efectiva.

El peso sobre la broca es una parte esencial de la optimización de la perforación para garantizar que el pozo se profundice a medida que avanza la perforación, si este peso es menor que el óptimo la tasa de penetración será lenta y la perforación no tendrá rendimiento. Como consecuencia del tamaño de la sarta y las herramientas Slim hole la transferencia de peso a la broca se convierte en un error muy frecuente en las operaciones TTRD, que implica constantes sacudidas de la sarta (hacia arriba y abajo), con el fin de transferir peso, en algunos casos donde no mejora, es aconsejable retirar la sarta del pozo, por lo tanto, aumenta el número de horas y viajes de perforación.

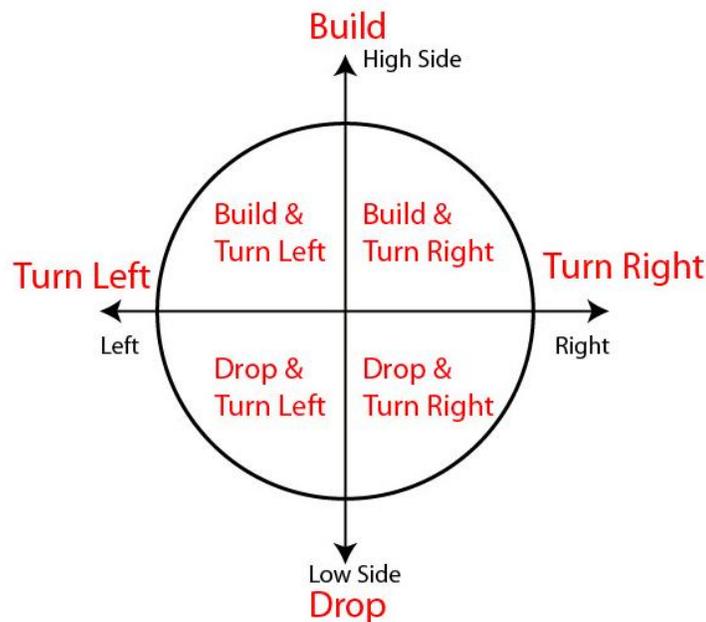
4.3.1.5. Control de Toolface. El término de Toolface se usa para referirse a la orientación de la herramienta, es decir, del motor de lodo. Como se observa en la Figura 33, es el ángulo medido en un plano perpendicular al eje de la sarta de perforación. Por ejemplo, la cara de la herramienta a 90 grados significa que un motor de lodo está alineado para girar solo a la derecha, pero no hay cambio en la inclinación, mientras que la cara de la herramienta a 315° significa que un motor de lodo está alineado para girar a la izquierda y construir ángulo.

Este riesgo tiene un nivel de impacto bajo y una manejabilidad muy alta, pero en las operaciones de TTRD, ha sido un factor ocasional, especialmente en la campaña de Colombia ya que se convierte en una medida crítica con los DLS. Estas correcciones constantes de la toolface producen un gasto de tiempo y retrasos fuertes.

4.3.1.6. Altas Vibraciones. La exposición a las vibraciones en la construcción de un pozo es un fenómeno inherente a la perforación, las geometrías complejas en los pozos y la dureza de las formaciones perforadas son algunos factores que propician condiciones desfavorables y potencian un fallo prematuro de las herramientas de perforación. Una broca que no se adecua correctamente a la formación, los parámetros de perforación, el BHA, o las herramientas de fondo de pozo, puede introducir aspectos dinámicos indeseados o generar fuerzas que produzcan la desviación del pozo respecto de la trayectoria planificada. Por el contrario, una barrena diseñada correctamente genera un pozo más calibrado y un trayecto menos tortuoso (Centale, et al, 2011).

Figura 33

Resumen del diagrama de la cara de la herramienta

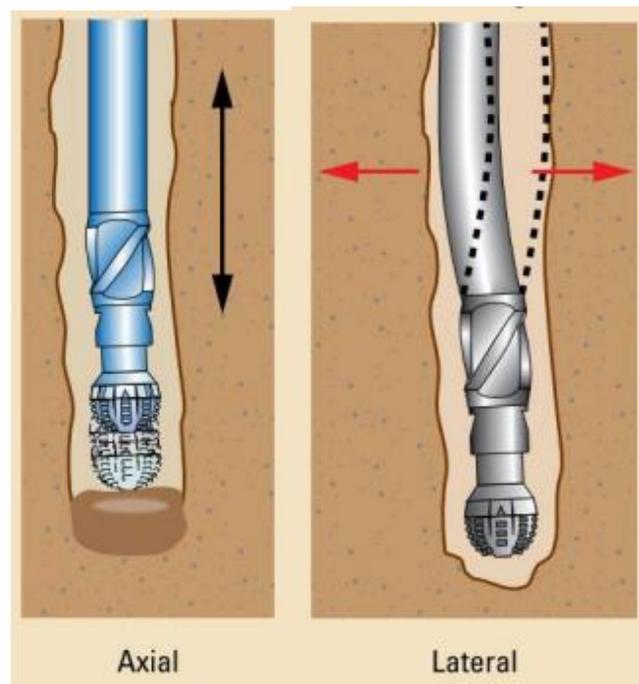


Nota. Tomado de *Resumen del diagrama de la cara de la herramienta, Drilling Formulas*, <https://bit.ly/3tfGths>

Existen distintos tipos de vibraciones, vibraciones torsionales, laterales y axiales (como se observa en la Figura 34), siendo las dos últimas las que juegan un papel crítico y frecuente en las operaciones TTRD. Según Mayacela, 2008, las vibraciones laterales se generan cuando la broca no gira en el eje del radio del pozo, lo cual tiene como consecuencia golpes contra las paredes del pozo y por consiguiente un aumento de diámetro de este; reduce la vida de la herramienta de corte, la tasa de penetración (ROP), fisuras y fallas en el BHA, y daños en el completamiento. Por otro lado, las vibraciones axiales son aquellas que generan saltos tanto en la sarta de perforación como en la broca y también son responsables de la reducción de la tasa de penetración (ROP), debido a que la broca presenta fallas en sus cortadores.

Figura 34

Vibraciones axiales y laterales



Nota. Tomado de SANCHEZ, Andrés. (2017). *Determinación de la influencia de las vibraciones verticales en los principales modos de falla de una broca tricónica*, Fundación Universidad de América. Bogotá.

En operaciones TTRD, debido a los diámetros reducidos del hueco y el tamaño de las herramientas, los efectos de vibración pueden verse intensificados, produciendo serios problemas en los equipos, como en las herramientas de MWD y el pozo, por eso es de vital importancia el estudio y observación drástica de estos parámetros tanto para la selección de las herramientas (Agitator), como para las operaciones de perforación.

4.3.1.7.Parado del Motor. El parado de motor (stall out) sucede porque la broca intenta pegarse en la formación y cada vez que el motor se para, se producen daños internos por el golpe de presión que sufre el motor debido al cambio drástico (de condición de flujo a no flujo).

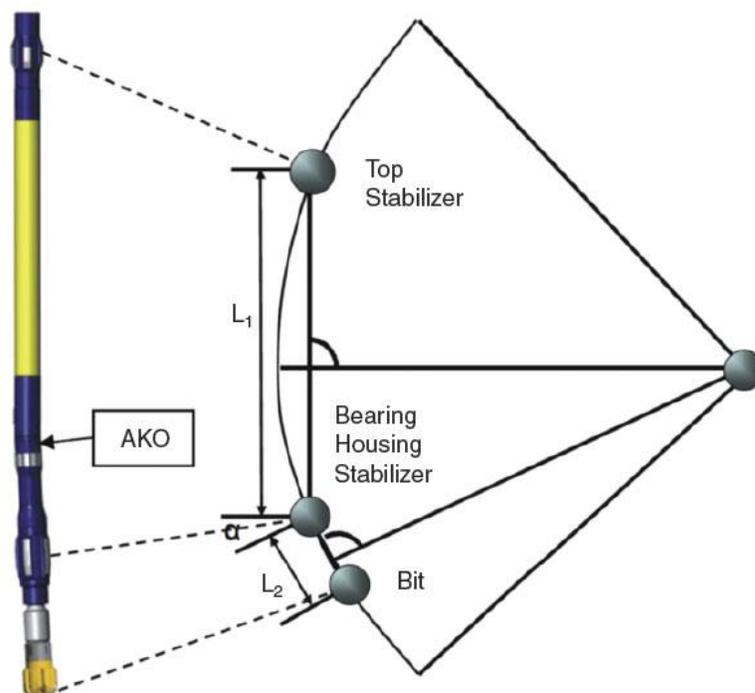
Esto debe ser remediado rápidamente porque puede conllevar en una pega de tubería e incluso la pérdida parcial o total del pozo. El parado de motor afecta el transcurso normal de las operaciones e incrementar significativamente los NPT (No Productive Time). Por ejemplo, en el pozo FST1, mientras se perforaba la sección de 4-1/8” se presentó un evento de parado de motor que terminó en un pescado de 15 ft y después de 3 intentos de pesca sin éxito, se decidió taponar y hacer un nuevo sidetrack.

4.3.1.8.AKO - Cambio. Adjustable Kick Off (AKO), el motor de fondo de pozo tiene una ligera curvatura que puede ser ajustable o puede ser constante, como se observa en la Figura 35, esta curvatura depende del diseño del motor y del diseño del pozo. La perforación direccional tiene en cuenta que, durante la perforación, el motor se desplaza en este grado y, para construir la curva, se utiliza un método de perforación llamado deslizamiento, es decir, cuando solo el motor de fondo de pozo está rotando, mientras que la sarta de perforación permanece sin moverse y está configurada para la dirección de la brújula hacia donde el perforador direccional quiere que se construya el ángulo.

El ángulo del motor de fondo de pozo y el peso que se necesita para empujar la sarta de perforación son dos parámetros muy importantes en la tasa de construcción y el alcance del objetivo. Si el AKO no es el adecuado, no se alcanzará la tasa de construcción deseada. El cambio accidental en el AKO del motor de fondo durante una operación de construcción de ángulo puede provocar altos Bending Moments (Momentos de flexión) que pueden poner en riesgo la integridad de la tubería, aumentar el número de viajes, afectar el CoPilot y, por lo tanto, mayor NPT, por ejemplo, en el pozo AL3Z, se presentó una falla en el motor de fondo que se identificó en superficie como un cambio de AKO de 2° (Ángulo original) a 1.5° .

Figura 35

AKO motor de fondo



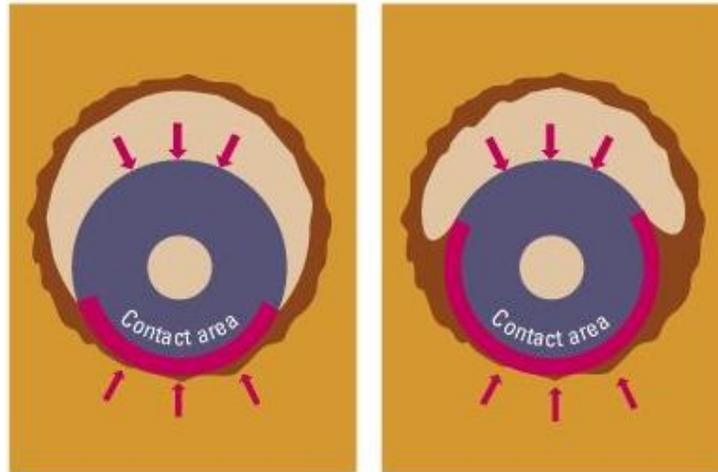
Nota. Tomado de *Nuevas técnicas para construir mejores pozos*, The American Oil & Gas Reporter,

<https://bit.ly/3sfYM50>

4.3.1.9. Falla del CoPilot. Como se había mencionado anteriormente el CoPilot es una herramienta que permite optimizar la perforación en tiempo real, permitiendo una detección de patadas y resolución de problemas de una forma más rápida, aunque es una herramienta opcional en la perforación convencional, en pozos TTRD se ha convertido en un componente fundamental en las operaciones. El nivel de riesgo causado por el fallo en esta herramienta es bajo, pero ocasiona pérdida de tiempo y genera viajes extra (ver Sección 4.2.5.4.).

4.3.1.10. Daño de Herramientas de Fondo. Se pueden presentar dos tipos de daño de herramientas en el pozo; el primero, una herramienta está dañada porque dejó de funcionar y se requiere extraer la sarta para cambiarla y volver adentro; y el segundo, una herramienta se daña porque se partió, lo que deja un pescado en el pozo que puede repercutir en la pérdida de este si los intentos de pesca son fallidos y un aumento significativo de los NPT.

4.3.1.11. Pega Diferencial. Como se observa en la Figura 37, es una condición por la cual la sarta de perforación no puede moverse (rotarse o moverse con movimiento alternativo) a lo largo del eje del pozo. El fenómeno de atascamiento diferencial se produce generalmente cuando se ejercen fuerzas de alto contacto causadas por las bajas presiones del yacimiento, las altas presiones del pozo, o ambas presiones en un área suficientemente grande de la sarta de perforación. La pega diferencial puede ocurrir cuando se perfora una formación permeable, con presión de formación menor que la hidrostática. Los riesgos de pega diferencial en TTRD están relacionados con los yacimientos que experimentan un agotamiento acelerado, a menudo existe un conflicto entre la necesidad de reducir el peso del lodo para minimizar la pega y mantener el peso del lodo para garantizar la estabilidad del pozo.

Figura 36*Pega Diferencial*

Nota. Tomado de *Oil field Glossary pega diferencial*, Schlumberger.

4.3.1.12. Pega Geométrica. Este tipo de pega de tubería ocurre cuando existe una combinación de geometría de pozo y cambios en la dirección de este, además de rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que puede evitar que la sarta pase a través de una sección del pozo. Las pegas geométricas en pozos perforados con la técnica TTRD se presentan durante las actividades de salida del pozo ya que la sarta se somete a una alta tensión que presiona la broca contra la cara baja del pozo generando que la broca intente atascarse.

4.3.1.13. Pega por Empaquetamiento. El empaquetamiento ocurre cuando partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación. Ocurre generalmente alrededor de drill collar de diámetro grande o herramientas de diámetro cercano al del pozo (como los estabilizadores). De esta forma el anular resulta empaquetado.

Las pegas por empaquetamiento en pozos perforados con la técnica TTRD son menos comunes que los otros tipos de pega, ya que, debido al anular tan reducido, la limpieza de pozos se ha estudiado rigurosamente y se tiene mucho control sobre este, sin embargo, puede convertirse en un riesgo alto que puede comprometer la vida del pozo.

4.3.1.14. Mala Limpieza del Hueco. En pozos Slim Hole con altas inclinaciones mantener una buena circulación de fluido y de recortes es fundamental para evitar pegas de tubería, posibles pescados y pérdidas parciales o totales del peso. Es importante tener conocimiento de cuáles son los procedimientos adecuados para cada tipo de pozo según las inclinaciones que este tenga.

Aunque en la recopilación bibliográfica realizada en esta investigación no fue un factor muy frecuente ya que actualmente en casi todas las operaciones TTRD se utilizan equipos adicionales que permiten mejorar la limpieza del pozo, tal como el Circulating Sub (ver Sección 2.3.1.5.4.).

4.3.1.15. Inestabilidad de Pozo. La inestabilidad de pozo es cuando el agujero tiende a derrumbarse o colapsarse. Según Mitchell, 2001, las formaciones no consolidadas, las formaciones fracturadas y las lutitas sometidas a esfuerzos químicos o mecánicos, son formaciones inestables que pueden llegar a derrumbarse. Los problemas de estabilidad de pozo ocurren cuando los esfuerzos cercanos a la pared del hueco exceden la resistencia de la roca. Para prevenir el problema debe haber un balance entre los esfuerzos y la resistencia, el cual debe mantenerse durante la perforación por medio de la adecuada formulación de la densidad del lodo, trayectorias del pozo y prácticas de perforación.

Según Mitchell, 2001, los factores que intervienen en la estabilidad de pozo son: la densidad del lodo de perforación, la resistencia de la roca, las fluctuaciones de temperatura, los

regímenes de esfuerzos en sitio y la anisotropía de los esfuerzos, los planos de estratificación en lutitas, la invasión por filtrado del fluido de perforación, la limpieza de pozo, la vibración en la sarta de perforación y la geometría del hueco.

No controlar los problemas de inestabilidad de pozo aumenta el riesgo de las pegas diferenciales, los derrumbes en el pozo, el colapso de la formación y las pérdidas de circulación. Por ejemplo, en el pozo FST1 se presentaron dos (2) eventos de tubería pegada debido a la inestabilidad de la formación mientras se perforaba C8 a 15.154 ft y 15.123 ft. Después de trabajar la sarta con bomba, se pudieron despegar, recuperar el acceso al pozo y seguir perforando.

4.3.1.16. Colapso del Casing. La aparición de obstrucciones (debido al colapso del casing) durante las actividades de perforación tienen un impacto negativo sobre el flujo normal de las actividades debido a que surge la necesidad de sacar la sarta, introducir herramientas fresadoras, fresar la zona obstruida, sacar la sarta y volver a introducir la broca para seguir perforando, lo cual tiene un aumento significativo de los NPT. Por ejemplo, en el pozo D se presentaron dos (2) obstrucciones a 14.596 ft y 14.652 ft, las cuales requirieron 6 y 10 horas, respectivamente de trabajo para lograr atravesarlas (sin contar los tiempos de viaje) y poder seguir perforando.

4.3.1.17. Control del ECD. El control de la densidad equivalente de circulación (ECD) es especialmente importante en pozos TTRD Slim hole porque el espacio anular es muy pequeño y porque este tipo pozos se perforan a menudo a través de formaciones sensibles a la presión.

Mantener el peso del lodo lo más bajo posible para evitar la fracturación causada por los altos ECD, pero lo suficiente para mantener la estabilidad del pozo, reducir las restricciones en el espacio anular (protección de la tubería y de las conexiones) e incorporar un módulo APWD ayudan a controlar los efectos de los altos ECD.

El manejo inadecuado del ECD puede repercutir en problemas de pérdida de circulación, de inestabilidad de pozo y de limpieza de pozo (ver Sección 2.2.3.3.; Sección 4.3.1.15 y Sección 2.2.3.5.).

4.3.1.18. Swabbing y Surge. En los pozos desviados con gran longitud y con poca separación anular (característico de los pozos TTRD), la fricción mecánica y el arrastre de fluido reducirán y frenarán el movimiento del extremo inferior de la sarta de perforación. En un pozo con poca separación anular, las velocidades de viaje deben supervisarse y controlarse para garantizar que no se generen presiones excesivas de surgencia y de suaveo. Un control ineficiente de las presiones puede terminar en pérdidas de circulación, pegas de tubería, especialmente por empaquetamiento y patadas (ver Sección 2.2.3.4.).

4.3.1.19. Caída de Presión. Disminución en la presión del fluido a través de los componentes de la sarta de perforación. Esta caída se debe al paso de fluido por restricciones de área como lo son las boquillas de la broca, pulsadores de instrumentos de medición MWD, LWD, Agitator, motores de fondo, entre otros equipos. Estas caídas de presión en un pozo convencional no serían tan drásticas, como para un pozo TTRD debido al diámetro reducido del anular y la tasa de circulación.

4.3.1.20. Caída de Presión por Agitator. Como ya se ha mencionado con anterioridad el Agitator, es una herramienta que reduce el arrastre en el fondo del pozo creando vibraciones axiales en el fondo del pozo a baja frecuencia y aunque es una herramienta que trae muchos beneficios (principalmente en la perforación de pozos TTRD debido a la mala transferencia de peso que se presenta frecuentemente en la sarta), la utilización de esta herramienta debe inspeccionarse con rigurosidad por las altas vibraciones que puede generar y las caídas de presión que según Fossli et al., 2006, pueden ir desde los 370 hasta los 570 psi.

4.3.1.21. Caída de Presión Debido al Daño de la Herramienta de Desconexión del BHA. El desconector hidráulico es un medio de control en superficie para soltar la sarta de perforación de otros equipos o herramientas atrapadas, es un medio muy resistente para reconectar la herramienta de pesca. La desconexión se utiliza por encima de las herramientas direccionales para facilitar las operaciones de retroceso en caso de incidentes de tuberías atascadas. Un fallo en el funcionamiento de esta herramienta puede ocasionar altas caídas de presión que pueden poner en peligro la operación, por ejemplo, en el pozo AL3Z, durante las operaciones de perforación se registró una repentina caída de presión de 1.100 psi (de 2.850 a 1.750 psi), mostrando el máximo momento de flexión y ocasionando la pérdida de la señal MWD, rápidamente bajo la presión a 1.400 psi, debido a la presión demasiado baja se decidió sacar la tubería, comprobando en superficie que el disco de ruptura de 4.500 psi de la desconexión hidráulica había colapsado, lo que había provocado una reducción de la presión en el pozo bastante significativa.

4.3.1.22. Daño del Completamiento Existente. El TTRD, tiene entre sus mayores ventajas la utilización de completamiento del pozo madre, ahorrando increíblemente en gastos posteriores a la operación del sidetrack, por lo tanto y como se mencionaba con anterioridad se debe cuidar la integridad de este, siempre y cuando las condiciones del completamiento estén en buen estado y no hayan sido afectados por la corrosión, colapsos, entre otros, si no es el caso, el revestimiento se usará como un completamiento de sacrificio, aunque no es lo ideal debido al aumento de costos.

4.3.1.23. Pérdida de Cuchillas de Herramientas Cortadoras. Las herramientas cortadoras (broca/fresadora) pueden sufrir grandes daños sino se controlan los parámetros operativos (como el peso sobre la broca) durante las actividades de perforación, daños tales como la pérdida de los cortadores y de la matriz en fondo, lo que puede repercutir en el daño de otras herramientas e incluso en la pérdida parcial o total del pozo. Por ejemplo, en el pozo AL3Z, la broca perdió 4 de los 6 cortadores y se presentaron daños a las herramientas moledoras y de pesca para intentar rescatarlos (se utilizaron 3 BHAs diferentes) sin ningún éxito, se decidió abortar, taponar con cemento y empezar un nuevo sidetrack; y en el pozo D, se llevó a cabo con éxito una operación de fresado (con un Concave Junk Mill y un Water Mellon Mill) y al retirar la sarta del pozo, se observó que 2 cuchillas de uno de los fresadores habían sido arrancados del cuerpo, pero para fortuna de la operación quedaron atrapados en el otro cortador y no hubo necesidad de pescarlos y se pudo continuar con la perforación.

4.3.1.24. Influjos de Gas. Las patadas generadas por influjos de gas son más peligrosas que las de fluido líquido debido a su gran movilidad en el pozo. Los influjos de gas son mucho más problemáticos, porque no sólo invaden el pozo, sino que empieza a migrar hacia arriba debido a la diferencia de densidad entre el fluido de perforación en el pozo y la "burbuja" de gas. En otras palabras, puede migrar hacia arriba, aunque no haya más afluencia desde la formación. Mientras se mueve hacia arriba, conserva la misma presión que tenía cuando entró en el pozo.

Según Lyons et al., 2006, en los sistemas de lodo a base de aceite (OBM) utilizados frecuentemente en la perforación TTRD, los pequeños influjos de gas pueden comportarse de la misma manera. Dado que el petróleo es la fase continua en estos sistemas de lodo, cualquier gas de formación se disolverá fácilmente en el lodo. A medida que el lodo llega a la superficie, el OBM alcanza su punto de burbuja, el gas sale de la solución y se convierte en una patada de gas que puede representar una amenaza significativa. El manejo de este tipo de patada requiere una reflexión rápida y una acción decisiva, ya que estos eventos suelen ocurrir cerca de la superficie (ver Sección 2.3.1.6. y Sección 4.1.8.).

4.3.1.25. Pérdida de Lodo. Aumento de la probabilidad de pérdidas de lodo, debido al alto sobre balance que puede generarse durante una operación de este tipo, en especial en secciones de alta desviación donde se requieren mayores densidades de lodo para salvaguardar la estabilidad del pozo.

4.3.1.26. No Recuperación de la DHSV Protection Sleeve. La válvula DHSV está diseñada para aislar los fluidos y contener presiones del pozo en casos de emergencia (ver Sección 4.2.2.), pero si la manga protectora de la DHSV no puede ser retirada, la válvula no podrá operar con normalidad, provocando un daño sobre esta y causando que el pozo quede sin protección.

4.3.1.27. Problemas de Desgaste en la DHSV. El funcionamiento y la aplicabilidad de la válvula DHSV se ve principalmente en las etapas de producción o inyección, por lo que un desgaste que afecte o perjudique su funcionamiento solamente sería evidente hasta el momento de la reactivación del pozo, lo que conllevaría a un cambio de la válvula, por consiguiente, un aumento de los NPT y de los costos.

4.3.1.28. Mayor Daño en la Formación. El daño hace referencia a la reducción de la permeabilidad de una roca que puede ser causado por la invasión de fluidos de perforación en la sección adyacente al pozo, y ya que las operaciones TTRD comúnmente se hacen sobre balance, existe el riesgo de generar un mayor daño a la formación debido a las altas presiones y pérdidas de lodo que se puede generar.

4.3.1.29. Pérdida de Acceso Mecánico o Hidráulico al Pozo Madre por Debajo de la Ventana. La experiencia ha demostrado que no es un error común, aun así, debe realizarse una valoración de la posibilidad de que suceda y del nivel de riesgo que este error traería en la operación. En el caso de los pozos productores, generalmente los candidatos seleccionados para TTRD son aquellos con producción nula o insignificante, lo cual hace que el riesgo asumible sea puesto en una balanza; sin embargo, en los pozos inyectoros, perder el acceso al pozo madre por debajo de la ventana, provocaría la pérdida de la capacidad de inyección en esa zona, es decir, el potencial de barrido que aporta a la producción del yacimiento.

4.3.1.30. Incorrecto Posicionamiento del Whipstock. Que esta herramienta se coloque en el lugar incorrecto (ver Sección 4.2.3.), es decir, a la profundidad no deseada de KOP, que quede en contacto con perforados, o en frente de collares, provocará dificultades tanto para perforar la ventana como para acceder al pozo lateral de forma más rápida y siguiendo los lineamientos planeados. Este error puede incurrir en mayores tiempos y hasta en una pérdida del acceso al pozo madre si el Whipstock no puede retirarse de la sección (ver sección 4.3.1.29), lo que implicaría cambiar de KOP y tratar de llegar al objetivo con otra trayectoria.

4.3.1.31. Menor Longitud del Lateral. La perforación de pozos laterales tipo Slim Hole, es mucho más compleja que la de un pozo lateral convencional, debido a los mínimos diámetros y espacios anulares; aunque hoy se han realizado muchos avances y tecnologías que permitan extender la longitud del pozo, produciendo un mayor alcance y reduciendo el riesgo de pérdida de pozo, se ha optado por mantener las pequeñas longitudes laterales, afectando directamente la cantidad de hidrocarburos que pueden ser recuperados.

4.3.1.32. Sensibilidad del Sistema de Detección de Patadas. En la sección de componentes básicos de la técnica TTRD se profundizó sobre la importancia de una buena sensibilidad de este sistema, ya que un mal funcionamiento o mala adecuación de este sistema puede ser un riesgo de alto impacto que puede terminar en una patada en el pozo no detectada a tiempo (ver Sección 2.3.1.6. y Sección 4.1.8.).

4.3.1.33. Stripping (Viajar con Tubería con BOP Cerrada). El acto de introducir la tubería de perforación en el pozo cuando los preventores de reventones (BOP) están cerrados y la presión está contenida en el pozo. Esto es necesario cuando se da una patada, ya que las operaciones de sacrificio del pozo deben realizarse siempre con la sarta de perforación en el fondo, y no en algún lugar del pozo. Si sólo se ha cerrado el BOP anular, la columna de perforación puede bajarse lenta y cuidadosamente al pozo, y el propio BOP se abrirá ligeramente para permitir el paso de las juntas de la herramienta de mayor diámetro.

Dado el mayor riesgo de Swabbing mientras se realizan las operaciones de TTRD y que la tubería tan delgada es más propensa a doblarse cuando se extrae que las tuberías de mayor tamaño, antes de comenzar las operaciones de TTRD, según Johnson, et al, 2006 se deben calcular las fuerzas de stripping esperadas para un rango de presiones de diámetro del pozo y profundidades de la sarta. A partir de los datos se puede producir una ventana operativa para determinar si y cuándo el stripping de la tubería delgada es una opción viable. Los resultados pueden reunirse para formar un árbol de decisiones de contingencia de stripping que garantice que no se superen los límites de pandeo de la tubería.

4.3.1.34. Mala Correlación de las Profundidades. La mala correlación de las profundidades en las operaciones de fresado, en la recuperación de tapones y en la ubicación de restricciones (nipples, DHSV) a lo largo de las terminaciones existentes podría llegar a ser crítico en términos de dinero y de tiempo.

Por ejemplo, en el pozo D, durante las reuniones de DWOP (Drill Well On Paper) no acordaron como se iban a referir a las profundidades, ni se incluyó un rango de desviación que tuviera en cuenta el estiramiento del wire line y del drill pipe lo que conllevó a que hubiera

retrasos adicionales (NPT) porque no se encontraron los componentes donde esperaban ser encontrados.

4.3.1.35. Problemas de la Señal del Variador de Frecuencia (VFD). Los variadores o convertidores de frecuencia son sistemas que se encuentran entre la fuente de alimentación eléctrica y los motores eléctricos. Sirven para regular la velocidad de giro de los motores de corriente alterna (AC).

Regulando la frecuencia de la electricidad que recibe el motor, el variador de frecuencia consigue ofrecer a este motor la electricidad demandada, evitando así la pérdida de energía, o lo que es lo mismo, optimizando el consumo. Aunque no es un problema frecuente en las operaciones de perforación (que no funcionen los variadores de frecuencia), puede aumentar significativamente los tiempos no productivos y afectar el funcionamiento de los equipos, principalmente las bombas, el malacate o el Top drive. Por ejemplo, en el pozo CST1 / CL1, se presentaron 5 problemas relacionados con el VFD, siendo el problema más grave un fallo de comunicación entre el VFD y la consola del perforador, provocando que todos los equipos no funcionaran, sumando 6 horas a los tiempos no productivos. El total de NPT asociados a este problema fue de 10 horas mientras se reiniciaban los sistemas y corregía la avería electrónica.

4.3.1.36. Falta de Recurso Humano Técnico Especializado. Uno de los factores que más ha afectado la aplicación de la técnica TTRD a nivel mundial, es la falta de recurso humano especializado. La complejidad que acarrea esta técnica requiere de un equipo bastante consolidado y familiarizado con los equipos, procedimientos, acciones de contingencia entre otras.

Para la transferencia de conocimientos inicialmente se debe traer personal calificado para que realice las capacitaciones al equipo, por lo general los instructores deben ser traídos de

países del mar del norte, los cuales fueron los pioneros en esta tecnología. Una cuadrilla que no esté involucrada con el tipo de riesgos y las actividades TTRD, puede ser catastrófico para la operación (ver Sección 4.2.1.).

4.3.1.37. Menor Footage por Corrida de Broca. El Footage es la cantidad de pies (ft) perforados por cada corrida de una broca en el hueco. Si el Footage es menor al planeado debido a que es necesario estar viajando para hacer cambios de broca y/o para fresar obstrucciones, podría llegar a ser algo significativo en términos de dinero y de tiempo.

4.3.1.38. Falla de Manejo en la Tubería de 2-7/8". Como se ha mencionado anteriormente, la tubería utilizada en las operaciones de perforación TTRD es de diámetro reducido, por lo tanto, muy flexible y el manejo inadecuado de estos, puede conllevar a accidentes o incluso la muerte de un miembro del equipo.

4.3.2. Criterios de Calificación Matricial

4.3.2.1. Probabilidad. Para la clasificación de los riesgos de acuerdo con su probabilidad, es necesario resaltar que el valor de los porcentajes asignados corresponde al número de repeticiones en que se encontró el riesgo en la revisión bibliográfica de casos a nivel mundial y en Colombia.

Frecuente (5). Que ocurre, se hace o se repite a menudo, con unos intervalos más o menos cercanos. Del 81% al 100%.

Probable (4). Que, sin ser seguro, es muy posible que sea, se cumpla, suceda o exista. Del 61% al 80%.

Ocasional (3). Que sucede o se hace por azar o accidente. Del 41% al 60%.

Raro (2). Que es poco común o frecuente. Del 21% al 40%.

Improbable (1). Que es difícil o poco posible que sea, se cumpla, suceda o exista. Del 1% al 20%.

4.3.2.2.Impacto. Efecto producido por el riesgo.

Severo (A). Acontecimientos graves o roturas estructurales; la(s) herramienta(s) puede(n) quedar inutilizable(s), puede conllevar a una pérdida parcial o total del pozo, y se pone en riesgo la seguridad y la vida del personal.

Moderado (B). Daños leves y reparables en los equipos o en el pozo. Aumentan los NPT, puede conllevar a una pérdida parcial o total del pozo, pero sin poner en riesgo la vida del personal.

Menor (C). Eventos que no afectan la vida del pozo, pero pueden limitar la operación.

Insignificante (D). Daños de mínima consecuencia, las cuales no interrumpen la operación.

4.3.2.3.Manejabilidad. La capacidad de manejar, mitigar, controlar y anular el riesgo.

Tener la habilidad de pararlos:

- Alta
- Media
- Baja

4.3.2.4.Nivel de Riesgo. Es la combinación de la probabilidad, el impacto y la manejabilidad reflejados en la posibilidad de que un “riesgo” repercuta en daños en los equipos, en la vida del pozo y atente contra la seguridad y la vida del personal. En la Tabla 6 se puede observar la nomenclatura que se le asignó a cada nivel de riesgo.

Tabla 6*Clasificación del nivel de riesgo*

Nivel de Riesgo	Representación
Alto	
Medio	
Bajo	

4.3.3. Matriz de Riesgos

Figura 37

Matriz de riesgos en operaciones TTRD

	EN LA SARTA DE PERFORACIÓN											EN EL POZO															OTROS															
	Perdida de Señal MWD	Fatiga Mecánica por rotación	Desgaste de las conexiones	Torque errático	Transferencia de peso	Control de Toolface	Altas vibraciones	Parado del Motor	AKO - Cambio	Falla del CoPilot	Daño de herramientas de fondo	Pega diferencial	Pega geométrica	Pega por empaquetamiento	Mala limpieza del hueco	Inestabilidad de Pozo	Colapso del Casing	Control del ECD	Swabbing y Surge	Caída de presión	Caída de presión por Agitator	Caída de presión debido al daño de la herramienta de desconexión del BHA	Daño del completamiento existente	Perdida de cuchillas de herramientas cortadoras	Influjos de Gas	Perdida de lodo	No recuperación de la DHSV Protection Sleeve	Problemas de desgaste en la DHSV	Mayor daño en la formación	Perdida de acceso mecánico o hidráulico al pozo madre por debajo de la ventana	Incorrecto posicionamiento del Whipstock	Menor longitud del lateral	Sensibilidad del sistema de detección de patadas	Stripping (Viajar con tubería con BOP cerrada)	Mala Correlación de las profundidades	Problemas de la señal del Variador de frecuencia	Falta de Recurso humano técnico especializado	Menor footage por corrida de broca	Falla de manejo en la tubería de 2-7/8"			
Probabilidad	5	2	2	1	4	3	2	4	1	1	3	3	2	1	2	4	2	4	2	2	2	1	2	1	3	5	1	3	3	1	2	3	2	1	2	1	1	2	3			
Impacto	C	B	B	B	C	C	C	C	C	D	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	D	C	B	B	A	C	B	C	B	A	B	C	A	C	C	C	C	A	C	B		
Manejabilidad	Alta	Alta	Alta	Baja	Media	Media	Alta	Alta	Alta	Alta	Media	Media	Media	Media	Alta	Media	Alta	Media	Media	Alta	Alta	Alta	Media	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Media	Media	Media	Baja	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Media	Media	Alta		
Nivel de Riesgo	Green	Red	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow

Impacto	<p>A = "Severo": Acontecimientos graves o roturas estructurales; la(s) herramienta(s) puede(n) quedar inutilizable(s), puede conllevar a una pérdida parcial o total del pozo, y se pone en riesgo la seguridad y la vida del personal.</p> <p>B = "Moderado": Daños leves y reparables en los equipos o en el pozo. Aumentan los NPT, puede conllevar a una pérdida parcial o total del pozo, pero sin poner en riesgo la vida del personal.</p> <p>C = "Menor": Eventos que no afectan la vida del pozo, pero pueden limitar la operación.</p> <p>D = "Insignificante": Daños de mínima consecuencia, las cuales no interrumpen la operación.</p>
----------------	---

Probabilidad	<p>5 = "Frecuente": Que ocurre, se hace o se repite a menudo, con unos intervalos más o menos cercanos. Del 81% al 100%.</p> <p>4 = "Probable": Que, sin ser seguro, es muy posible que sea, se cumpla, suceda o exista. Del 61% al 80%</p> <p>3 = "Ocasional": Que sucede o se hace por azar o accidente. Del 41% al 60%.</p> <p>2 = "Raro": Que es poco común o frecuente. Del 21% al 40%.</p> <p>1 = "Improbable": Que es difícil o poco posible que sea, se cumpla, suceda o exista. Del 1% al 20%</p>
---------------------	---

Manejabilidad	Alto
	Medio
	Bajo

Nivel de Riesgo	Alto	
	Medio	
	Bajo	

5. Conclusiones

El uso de la técnica TTRD, ha demostrado el éxito de su aplicabilidad tanto a nivel mundial como en los campos colombianos donde se ha implementado, lo que ha permitido acceder a reservas Np4, es decir, reservas con limitación de recuperación por razones técnicas, tecnológicas y/o económicas. Las campañas realizadas en Colombia no solo han sido utilizadas para acceder al yacimiento por medio de pozos laterales a zonas marginales, sino también para hacer By-Pass de zonas de daño, profundizaciones, intercepción de fracturas naturales tanto en pozos productores, como en pozos inyectores que han posibilitado la incorporación de nuevas reservas en campos maduros y la disminución significativa de los tiempos y costos que conlleva una perforación convencional.

En Colombia se han enfrentado retos exclusivos de la geología del país, que no se habían visto en campañas a nivel mundial, que, aunque han sido desafíos de perforación debido a las grandes profundidades de hasta 19.000 ft y complejidad tectónica, también han sido factores beneficiosos ya que las formaciones donde se ha implementado son areniscas de alta consolidación y dureza, facilitando la terminación mediante el uso de liner pre-perforados o mallas de arena.

La identificación y clasificación de los riesgos inherentes a las operaciones de perforación de pozos TTRD, debe ser un factor fundamental en el momento de la planificación de la campaña para empezar a ejecutar un plan de acción que incluya tanto la capacitación del personal para reaccionar de forma oportuna ante un evento, como la preparación de las herramientas y equipos que serán utilizados.

Se observa que el uso de equipos adicionales como el Agitator, CoPilot, APWD, Autrodriller y Circulating Sub ayudan en la perforación, construcción y mitigación de riesgos.

Durante la recopilación bibliográfica de experiencias y casos de perforación TTRD se encontraron 39 riesgos comunes que pueden afectar drásticamente la operación si no se realiza un seguimiento adecuado y no se aplica el plan de contingencia en el momento indicado. Los principales riesgos asociados a este tipo de técnica debido a los diámetros reducidos, y tamaño de las herramientas son: daño del completamiento existente, poca transferencia de peso a la broca, el control del ECD, influjos de gas, fatiga mecánica por rotación y desgaste de las conexiones, sensibilidad del sistema de detección de patadas y falta del recurso técnico especializado. Aunque los riesgos anteriormente mencionados son claves en una operación TTRD, cabe resaltar que cada compañía debe realizar una identificación de riesgos que estén asociados al tipo de campaña que se quiera realizar, objetivos a encontrar y campo donde se realice la aplicación.

La transferencia de conocimiento y divulgación de la información de manera interna con las reuniones constantes entre los equipos de diferentes turnos ha sido de vital importancia para la preparación del personal técnico especializado y para asegurar el éxito de las operaciones.

Con base en las lecciones aprendidas de la recopilación bibliografía de casi 12 años de experiencia de aplicación TTRD realizados a nivel internacional y en Colombia, se plantea una guía de pautas y recomendaciones operacionales que permiten tanto a la comunidad técnica como académica, acceder a la información más significativa de esta técnica de forma detallada clara y una matriz para identificar los eventos que pueden ocurrir en los proyectos de perforación y que pueden convertirse en un riesgo que afecte drásticamente las actividades y ponga en peligro el desarrollo exitoso de las campañas.

6. Recomendaciones

Ampliar el estudio de las campañas TTRD realizadas en Colombia, que permita identificar nuevos riesgos y definir con mayor certeza las prioridades de intervención, pautas operativas, nivel de impacto y probabilidad de suceso para asignar valores más acertados en la matriz.

Partiendo de la información brindada en la matriz, llevar a cabo un estudio de tiempos no productivos asociados a cada riesgo y generar un análisis económico del impacto de cada uno de ellos en las actividades de perforación.

En la calificación matricial se evidencia que la gran mayoría de riesgos que pueden ocurrir en el pozo (21), se encuentran entre un nivel alto (8) y un nivel medio (10) por lo tanto, se recomienda la realización de estudios e investigaciones que estén enfocados en la prevención y mitigación de estos.

Referencias Bibliográficas

- Baker Hughes. (s.f.). *CoPilot real-time drilling optimization service*. Obtenido de Baker Hughes:
<https://bit.ly/3fZ60I5>
- Bruton, G., Jimmy, M., Strachan, R., & Ketil, T. (2014). *Whipstock Options for Sidetracking*. Schlumberger. Houston: Oilfield Review.
- Carreño, W. R. (Dirección). (2020). *TTRD Slim Hole (Drilling Ahead)* [Película]. Obtenido de
<https://youtu.be/s-qbNK5qWVc>
- Centale, P., Chala, V., Meehan, R., Páez, L., Partin, U., Segal, S., . . . Tetley, B. (2011). *El diseño de las barrenas: Desde arriba hasta abajo*. Sugar Land: Oilfield Review.
- Crumpton, H. (2018). *Well Control for Completions and Interventions*.
- Detección temprana de patadas de pozo. (s.f.). En *Perforación de pozos tipo "slim hole"*. Bogotá D.C.
- Drilling Equipment Service Company. (s.f.). *Circulating sub*. Obtenido de Drilling Equipment Service Company: <https://bit.ly/2Pz5ANS>
- El-Kholy, K., Kuyken, C. W., Kleverlaan, M., Saul, D., Andersen, S. K., & Kirkemo, E. G. (2005). Ultraslim Rotary-Steerable System Enhances Brownfield Production. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/96329-MS>
- Faure, A., Simmons, J., & Miller, J. (1994). Coiled Tubing Drilling: A Means To Minimize Environmental Impact. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/27156-MS>

- Fazaelizadeh, M. (2013). *Real Time Torque and Drag Analysis during Directional Drilling*. University of Calgary. Calgary: University of Calgary. doi:<http://dx.doi.org/10.11575/PRISM/27551>
- Flatekval, T. L., Saeverhagen, E., Eng, O. E., Jepson, N., Oyovwevotu, J. S., Namtvedt, J. F., & Price, M. (2006). First TTRD Well Drilled From a Floating Platform-Concept Study to Reality. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/0406-0077-JPT>
- Flatekval, T. L., Saeverhagen, E., Eng, O. E., Jepson, N., Oyovwevotu, J. S., Namtvedt, J. F., & Price, M. (2006). World's First TTRD Well Drilled From a Floating Platform in the Njord Field, North Sea—From Concept Study to Reality. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/98880-MS>
- Fossli, B., Sangesland, S., Rasmussen, O., & Skalle, P. (2006). Managed-Pressure Drilling; Techniques and Options for Improving Efficiency, Operability, and Well Safety in Subsea TTRD. *Offshore Technology Conference*. doi:<https://doi.org/10.4043/17798-MS>
- Fraser, L., & Nieuwenhuizen, F. (2001). *Through Tubing Drilling on N Cormorant cuts cots*. KCA DEUTAG.
- Gabolde, G., & Nguyen, J.-P. (2006). *Drilling Data Handbook*. IFP Publications.
- Gallo Hernandez, C. J., & Gutierrez Velasco, A. K. (2011). *Estudio técnico económico del proyecto de laterales a través de los pozos revestidos de Cusiana y Cupiagua. Proyecto TTRD*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Garnier, A., Fraboulet, B., Andersen, S. K., & Bois, A.-P. (2007). Subsea Through Tubing Rotary Drilling. *Offshore Technology Conference*. doi:<https://doi.org/10.4043/18745-MS>

- González, J., & Martín, K. (2019). *Evaluación de la viabilidad de la implementación de tecnologías Through Tubing Rotary Drilling y Coiled Tubing Drilling para la perforación de side tracks tipo slim hole en Colombia*. Bogotá: FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA.
- Grinde, J., & Haugland, T. (2003). Short Radius TTRD Well with Rig Assisted Snubbing on the Veslefrikk Field. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/85328-MS>
- Hawker, D. (2002). *Hidráulica del fluido de perforación*. Alberta: Datalog.
- INSTITUTE, A. P. (2014). *Manual de fluidos de perforación*. API.
- Introduction to Through Tubing Rotary Drilling*. (2014). Aberdeen: Leading edge advantage.
- Johansen, R., & MacLeod, A. M. (2007). Development of a Subsea TTRD Capability West of Shetland. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/105661-MS>
- Johnson, M. O., Hyatt, P. G., Stagg, T. O., & Gantt, L. L. (2006). Through-Tubing Completions Maximize Production. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/0206-0057-JPT>
- Khalil, H., Labrousse, S., Caycedo, A., Moldekleiv, R., Downie, S., Esmat, M., . . . Andersen, S. K. (2018). From Sand Production to Oil Recovery Through the Unusual 3 ¾-in. TTRD Application on Gullfaks Field, North-Sea. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/192632-MS>
- Khamees, S., Amri, K., Khalil, M., Humood, M., Rangel, P., Cain, P., . . . Al-Hajji, N. (2013). A Safe and Efficient Approach to 3 5/8" Coiled Tubing Reentry Drilling in Deep Gas Applications in Saudi Arabia; Successful Introduction of a New Wired CTD System. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/168075-MS>

- Kleverlaan, M., & Lawless, A. (2004). Through Tubing Rotary Drilling A Cost-Effective Method for Sidetracking Wells in Mature Assets. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/91005-MS>
- Laird, A., Edgar, J., McFadzean, K. A., & Harty, I. (2005). Offshore Implementation of Through-Tubing Dynamic Annulus Pressure Controlled (DAPC) Coiled-Tubing Drilling. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/96404-MS>
- Leaney, W., & Hornby, B. (2006). Subsalt Elastic Velocity Prediction With a Look-Ahead AVA Walkaway. *Offshore Technology Conference*. doi:<https://doi.org/10.4043/17857-MS>
- Lyons, W. C., Carter, T., & J, N. (2006). All the Formulas You Need to Solve Drilling and Production Problems. doi:<https://doi.org/10.1016/C2014-0-04165-2>
- Mayacela, C. J. (2008). *Estudio de la relación entre los diferentes niveles de shocks y vibraciones con el perfil del pozo, ensamblaje de fondo, formación y litología observados durante la perforación de los pozos petroleros en la Cuenca Oriente del Ecuador*. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica De Equinocial.
- McMillan, K. (Noviembre de 1999). Bi-center Drill Bit Technology Used in Slim Hole, Re-Entry Applications, Offshore.
- Mims, M., & Krepp, T. (2003). *Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells*. K&M TECHNOLOGY GROUP.
- Mitchell, J. C. (2001). *Perforando sin problemas*. Midland, Texas: Drilbert Engineering Inc.
- Morrison, J. W. (2004). The Transfer of Through-Tubing Drilling Technology Between Provinces. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/88815-PA>
- Moss, G., Kuyken, C., & Maessen, F. (2001). Through Tubing Well Construction. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/67823-MS>

- National Oilwell Varco. (2016). *Agitator Systems Handbook*. National Oilwell Varco Wellbore Technologies.
- Neyrfor Schlumberger. (s.f.). *Neyfor Turbodrilling systems*. Obtenido de Schlumberger: <https://bit.ly/2QgVCQU>
- Nieuwenhuizen, F., Mellor, A., O'Grady, J., & Lawson, F. (2001). Developing Small Targets in a Mature Oil Field: Cormorant North TTRD Well Develops a Million Barrels for a Million Pounds. Aberdeen, Scotland.
- Nuevas técnicas para construir mejores pozos*. (s.f.). Obtenido de The American Oil & Gas Reporter: <https://bit.ly/3sfYM50>
- Osman, A. (2015). *Analysis of slim hole drilling operations*. University of Stavanger.
- Pérez, E. (2011). *Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia*. Bogotá: Acipet.
- PetroWiki. (s.f.). *Hole Cleaning*. Obtenido de PetroWiki: <https://bit.ly/321e0Qk>
- Pineda, G., Martínez, M., Ciccola, V., & Chacón. (2012). Modelado numérico del fenómeno de torque y arrastre en tuberías de completación de pozos de petróleo y gas. *Asociación Argentina de Mecánica Computacional*. Obtenido de <https://bit.ly/3fRUlIW>
- Pulido, W., & Uribe, D. (2018). *Determinación por medio de simulación los factores de fricción para el campo guatiquía ubicado en la cuenca de los llanos orientales*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Queirós, J. G., Vidick, B., Cochran, J., & Oyovwevotu, J. (2004). Through-Tubing Rotary Drilling and Its Cementing Challenges. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/0804-0065-JPT>

- Rasmussen, O. S., & Sangesland, S. (2008). Compensation of Surge and Swab Pressures in Floating. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/0208-0052-JPT>
- Rasmussen, O., & Sangesland, S. (2007). *Evaluation of MPD Methods for Compensation of Surge and Swab Pressures in Floating Drilling Operations*. Norwegian U. of Science and Technology.
- Reynolds, H., & Watson, G. (2003). String Design and Application in Through-Tubing Rotary Drilling (TTRD). *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/81096-MS>
- Robello, S. (2010). *Friction Factors: What are they for Torque, Drag, Vibration, Bottom Hole Assembly and Transient Surge/Swab Analyses?* New Orleans.
- Sánchez, A. (2017). *Determinación de la influencia de las vibraciones verticales en los principales modos de falla de una broca tricónica*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Schlumberger. (s.f.). *downhole safety valve (DSV)*. Obtenido de Schlumberger: <https://bit.ly/3sd64pP>
- Schlumberger. (s.f.). *ECD*. Obtenido de Schlumberger: <https://bit.ly/3fSiYY4>
- Schlumberger. (s.f.). *fish*. Obtenido de Schlumberger: <https://bit.ly/3e2HzXH>
- Schlumberger. (s.f.). *Hole Cleanning*. Obtenido de Schlumberger: <https://bit.ly/3mvslhr>
- Stockholm Precision Tools. (2021). *Orientation con Whipstock*. Obtenido de Stockholm Precision Tools: <https://bit.ly/3fRH8SA>
- Suwondo, D. (4 de diciembre de 2016). *Annular Pressure while Drilling*. Obtenido de Linked in: <https://bit.ly/322UtPP>

- Tenaris. (s.f.). *Wedge 533*. Obtenido de TENARISHYDRIL: <https://bit.ly/2PPV70F>
- Tistel, J. I., Oyovwevotu, J. S., Talukdar, S., Kjosnes, K., & Brusdal, L. H. (2007). Through-Tubing Rotary Drilling From Njord Floating Platform. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*. doi:<https://doi.org/10.2118/114008-PA>
- Ulloque, E. L. (17 de Abril de 2021). *Tips para Correr #Whipstock en Casing 9 5/8"*. Obtenido de Linked In: <https://bit.ly/3sqGP3t>
- Varel Indonesia Drilling Manufacture. (2020). *Bi-center Bits*. Obtenido de Varel Indonesia Drilling Manufacture Drill: <https://bit.ly/3dgEjc4>
- Varela, R. A., Berkovi, G., & Lafont, F. d. (2015). *Estudio integrado para solucionar la estabilidad durante la perforación y terminación en Cañadon Amarillo (Mendoza)*. YPF S.A.
- Zhu, T., & Carroll, H. (1995). *Slimhole Drilling: Applications and Improvements*. Oklahoma: Niper.