

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE
LA TÉCNICA NO CONVENCIONAL DE PERFORACIÓN COILED TUBING (CTD)
EN EL CAMPO COLORADO**

**OSCAR ARMANDO COY GIRON
SEBASTIÁN FELIPE MORENO CASTELLANOS**

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

2015

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE
LA TÉCNICA NO CONVENCIONAL DE PERFORACIÓN COILED TUBING (CTD)
EN EL CAMPO COLORADO**

**OSCAR ARMANDO COY GIRON
SEBASTIÁN FELIPE MORENO CASTELLANOS**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de petróleos**

**Director
Ing. Werney de Jesús Machuca Boada**

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

2015

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico a mi padre, a mi madre, a mis hermanos, a mi novia, a Rocky, a toda mi familia, todas mis amistades y todos los que me ayudaron a hacerlo.

Gracias a ellos he logrado terminar el proyecto junto con Oscar y gracias a ellos soy quien soy.

Sebastián F. Moreno Castellanos

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. CAMPO ESCUELA COLORADO	19
1.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA.....	19
1.2 ESTRUCTURA.....	20
1.3 ESTRATIGRAFIA.....	23
1.3.1 Formación Girón.	23
1.3.2 Formaciones los Santos-Tambor.....	23
1.3.3 Formación Rosablanca.	24
1.3.4 Formación Paja.....	24
1.3.5 Formación Tablazo.	25
1.3.6 Formación Simití.	25
1.3.7 Formación la Luna..	25
1.3.8 Formación Umir.	26
1.3.9 Formación Lizama.....	26
1.3.10 Formación la Paz.	26
1.3.11 Formación Esmeralda.....	27
1.3.12 Formación Mugrosa.	27
1.3.13 Formación Colorado.....	27
1.3.14 Formación Real.	28
1.4 FORMACIONES PRODUCTORAS	28
1.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	30
2. COILED TUBING DRILLING	32
2.1 RESEÑA HISTORICA	33
2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	38
2.3.1 Ventajas. Se tienen las siguientes ventajas:	38

2.3.2 Desventajas. Se tienen las siguientes desventajas:	39
2.4 DESCRIPCIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE CTD	42
2.4.1 Coiled Tubing.....	44
2.4.2 Cabezal de inyección.....	45
2.4.3 Arco Guía.	47
2.4.4 Carrete.	48
2.4.5 Conjunto de potencia.	50
2.4.6 Cabina de Control.	51
2.4.7 Equipos Control de Pozo.	52
2.5 DESCRIPCIÓN HERRAMIENTAS DE FONDO (BHA)	54
2.5.1 Conector de CT.	56
2.5.2 Válvulas de Chequeo.....	57
2.5.3 Dispositivo de desconexión hidráulico.	58
2.5.4 Soporte de Circulación.	58
2.5.5 Collares de Perforación.....	59
2.5.6 Sistema de Medición.....	59
2.5.7 Motor De Fondo.	59
2.5.8 Broca.	60
2.6 FLUIDOS DE PERFORACION	63
2.7 MODELO HIDRÁULICO	64
2.7.1 El reto hidráulico fundamental.	64
2.7.2 Relación entre la presión y la tasa de flujo.....	67
2.7.3 Hidráulica para transporte de sólidos.....	68
2.7.4 Diseño hidráulico del CTD.	70
2.8 FATIGA DEL CT	73
2.8.1 Fatiga en el metal.	73
3. ANALISIS POZOS DE CORRELACION	78
3.1 COLORADO 25.....	83
3.2 COLORADO 38.....	87

3.3 COLORADO 70.....	91
3.4 COLORADO 75.....	95
4. VIABILIDAD TECNICA	99
4.1 CASOS HISTORICOS.....	99
4.1.1 La formación Buda en el estado de Texas, E.E.U.U.	100
4.1.2 Experiencia a lo largo del mundo.	100
4.1.3 Experiencia en el lago de Maracaibo, Venezuela.	102
4.1.4 Caso Malaysia.	103
4.1.5 En el campo McKittrick en Kern County, California, EEUU.	104
4.2 PROBLEMAS OPERACIONALES.....	105
4.2.1 Pérdida de circulación.	106
4.2.2 Pega de tubería.	108
4.2.3 Derrumbes.	110
4.3 ANALISIS TECNICO	111
5. CONCLUSIONES	113
6. RECOMENDACIONES.....	114
BIBLIOGRAFIA.....	115

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Capacidad teórica de tubería en un carrete	48
Ecuacion 2. Presión de la Bomba	65
Ecuación 3. Presión hidrostática de un fluido estático – Forma general	65
Ecuacion 4. Presión hidrostática de un fluido estático – unidades típicas de campo	66
Ecuacion 5. Pérdidas de presión por fricción en un conducto.....	66
Ecuacion 6. Pérdidas de presión por el patrón de flujo	66
Ecuacion 7. Factor de fricción hidráulico para CT.....	67
Ecuacion 8. Habilidad de levantamiento del fluido.....	68
Ecuacion 9. Tasa de penetración en un depósito	68
Ecuacion 10. Velocidad de asentamiento de las partículas	69
Ecuacion 11. Número de Reynolds para partículas	69
Ecuacion 12. Viscosidad aparente para fluidos de la ley de potencias.....	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo Colorado.	20
Figura 2. Estructura Campo Colorado	21
Figura 3. Distribucion de pozos, Campo colorado	22
Figura 4. Columna Estratigrafica, Valle Medio del Magdalena, Campo colorado ..	29
Figura 5. Historia del CTD.....	37
Figura 6. Equipo de superficie CTD	43
Figura 7. Cabezal de inyección.....	46
Figura 8. Dimensiones Arco Guía	47
Figura 9. Elementos Carrete de CTD.....	48
Figura 10. Dimensiones Carrete de CTD	50
Figura 11. Esquema de distribución Cabina de Control	52
Figura 12. Distribución BOPs.....	54
Figura 13. Tipos de Conectores para Coiled Tubing.....	57
Figura 14. Válvulas de Chequeo fuente CTES	58
Figura 15. Broca PDC Corte fijo.....	62
Figura 16. Distribución típica de BHA para CTD.....	63
Figura 17. Mapa de la Mínima tasa de suspension (STR)	71
Figura 18. Presión de fondo bajo circulación de líquido.....	72
Figura 19. Momentos de balonamiento.....	76
Figura 20. Fallo de la tubería por fatiga en Coiled Tubing.	77
Figura 21. Efecto de la fatiga.	77
Figura 22. Perdida por Circulación.....	106
Figura 23. Pega de Tubería.	108
Figura 24. Derrumbes.	110

LISTA DE GRAFICOS

Grafica 1. Coiled Tubing en el mundo.....	36
Grafica 2. Distribución de tiempo por fases, COL 25	83
Grafica 3. Distribución de tiempo Operaciones No Planeadas, COL 25	84
Grafica 4. Distribucion de tiempo Down Time, COL 25.....	85
Grafica 5. Rendimiento de Brocas, COL 25.....	86
Gráfica 6. Distribucion de Tiempo por fases, COL 38.....	87
Gráfica 7. Distribucion de tiempo operaciones no planeadas, COL 38.....	88
Gráfica 8. Distribucion de tiempo Down Time, COL 38.....	89
Gráfica 9. Rendimiento de Brocas, COL 38.....	90
Grafica 10. Distibucion de tiempo por fases, COL 70	91
Grafica 11. Distribución de tiempo operaciones no planeadas, COL 70.....	92
Grafica 12. Distribución de tiempo Down Time, COL 70.....	93
Grafica 13. Rendimiento de brocas, COL 70	94
Gráfica 14. Distribución de tiempo por fases, COL 75.....	95
Gráfica 15. Distribución de tiempo operaciones no planeadas, COL 75.....	96
Gráfica 16. Rendimiento de brocas, COL 75.....	97

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del yacimiento, Campo Colorado	30
Tabla 2. Propiedades para la Formación Mugrosa	31
Tabla 3. Factor K para tamaños de tubería.....	49
Tabla 4. Límites Permisibles de balonamiento.....	75
Tabla 5. Problemas de pozo, Campo Colorado	79

TITULO: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA NO CONVENCIONAL DE PERFORACIÓN COILED TUBING (CTD) EN EL CAMPO COLORADO¹

AUTORES: OSCAR ARMANDO COY GIRON

SEBASTIAN FELIPE MORENO CASTELLANOS²

RESUMEN

La industria de los hidrocarburos enfrenta cada vez más retos tanto técnicos como económicos en vista de la situación actual de los precios del crudo y los cada vez más escasos descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos. Esto conlleva a una constante retroalimentación y optimización de los procesos que tradicionalmente se han usado para el desarrollo de esta industria con el ánimo de mejorar la elaboración de estas actividades en la búsqueda de un mayor reintegro económico y unas condiciones técnicas favorables para la prolongación de la vida útil de las herramientas implementadas.

El Coiled Tubing (CT) o tubería flexible es una de estas herramientas producto de la evolución de la industria en su historia. La aplicación del Coiled Tubing para la perforación es un paso más en esta evolución que ha permitido desarrollar tareas que anteriormente resultaban más costosas y técnicamente no viables.

A continuación se hará un análisis de la viabilidad técnica y económica del Coiled Tubing Drilling en la perforación de nuevos pozos en el campo colorado perteneciente hasta el momento a la universidad industrial de Santander a partir del estudio de pozos de correlación capaces de establecer bases consistentes a la hora de hacer su evaluación técnica y económica.

Palabras claves: Coiled Tubing, Optimización, Viabilidad, Pozos de correlación

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Werney de Jesus Machuca Boada

TITLE: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA NO CONVENCIONAL DE PERFORACIÓN COILED TUBING (CTD) EN EL CAMPO COLORADO³

AUTHORS: OSCAR ARMANDO COY GIRON

SEBASTIAN FELIPE MORENO CASTELLANOS⁴

ABSTRACT

The hydrocarbon industry is facing increasing challenges both technical and economic in view of the current situation of oil prices and fewer discoveries of hydrocarbon deposits. This leads to a constant feedback and optimization of the processes that have traditionally been used for the development of this industry with the aim of improving the development of these activities in the search for greater economic reintegration and favorable technical conditions for the extension of tool's life implemented.

The coiled tubing is one of these tools, product of evolution of the industry in its history. The application of coiled tubing for drilling is a further step in this evolution that has allowed to perform tasks that previously were more expensive and technically not feasible.

Coming up next will be an analysis of the technical and economic viability of the Coiled Tubing Drilling in the drilling of new wells in Campo Colorado, belonging so far to Universidad Industrial de Santander, based on the study of correlation wells capable to establish a consistent basis to perform technical and economic assessment

Key Words: Coiled Tubing, optimization, viability, technical, economic

³ Proyect Degree

⁴ Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Werney de Jesus Machuca Boada

INTRODUCCIÓN

Bajo la premisa de que se cuenta con una tubería continua y flexible en la que no se tienen conexiones existentes de tubería contrario a la perforación convencional. Se concibe la siguiente investigación, ya que al analizar los beneficios que otorga el perforar un pozo con la técnica no convencional COILED TUBING DRILLING, se tiene una perforación más rápida, segura y a bajo costo.

Para el presente proyecto se realizó una investigación acerca de los parámetros estándar de la implementación de Coiled Tubing (CT) para perforar pozos nuevos. Esto conlleva al estudio de diferentes casos de Coiled Tubing Drilling (CTD) a lo largo del planeta donde se obtuvieron casos exitosos como fracasos que requirieron de la implementación de otras técnicas además del CT. Estos casos en los que fue necesario buscar soluciones alternativas fueron precisamente en los que se pudo observar que tipo de problemas se podían presentar en una perforación no convencional de esta índole.

Por otro lado se estableció un análisis de los registros diarios de perforación del campo colorado buscando organizar y clasificar los diferentes problemas presentados en el proceso de perforación ya existentes en el desarrollo de dicho campo, para la posterior selección de los pozos de correlación a utilizar. Esto permitió conocer las características de la formación en el campo y por tanto los posibles problemas que podrían presentarse en futuros proyectos, argumentos necesarios para la toma de la decisión de si existe una viabilidad técnica o no.

Posteriormente se hizo la investigación necesaria para conocer el funcionamiento de una perforación con CT donde se determinó el funcionamiento de cada uno de los equipos y herramientas presentes en el sistema. De esta forma se reconocieron los beneficios y límites de este tipo de perforación.

Finalmente se llegó a establecer una conclusión para el análisis realizado al estudio de los pozos de correlación y para la investigación realizada de los fundamentos de la perforación Coiled Tubing.

1. CAMPO ESCUELA COLORADO

La Universidad Industrial de Santander – UIS y La Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., firmaron el Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos en el año 2006, por medio del cual la compañía estatal petrolera hizo entrega a la UIS del Campo Colorado. Esta alianza se constituye en la primera experiencia nacional en materia de interacción academia - industria en el sector hidrocarburos con el fin de fortalecer la formación integral de los estudiantes al incorporar un componente práctico en sus programas académicos y desarrollar proyectos de investigación y apropiación tecnológica; asimismo, propiciar el entrenamiento en áreas afines al sector de hidrocarburos y mejorar las condiciones de vida de la población asentada en la vereda Los Colorados.⁵

1.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA

El Campo Colorado está localizado geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sudeste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en la cuenca del valle medio del Magdalena entre coordenadas X= 1'036.000 – 1'040.500 Este y Y =1'238.000 –1'247.500 Norte, con origen Bogotá. Desarrollándose plenamente entre los años 1953 a

1 UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, Presentación del Campo Colorado [en línea]<URL:<http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/>>

2 CÉSAR CATALÁN, DARLINTONG CORONEL. “Desarrollo de un Modelo Conceptual de Simulación para los Bloques I y II del Campo Escuela Colorado. Capítulo 1: Campo Colorado”. 2010, pág. 2.

1964 con la perforación de 60 pozos, llevando así a la perforación total de 75 pozos entre los años 1923 a 1964.⁶

Figura 1. Ubicación Campo Colorado.



Fuente: Dirección ejecutiva Campo Escuela Colorado

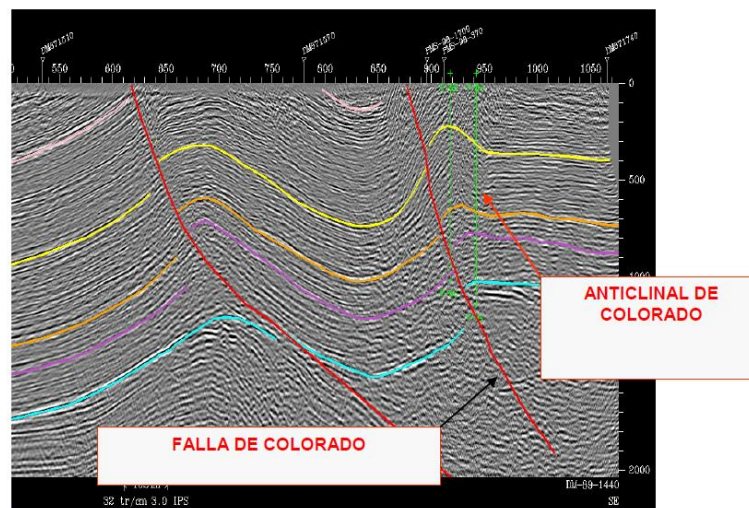
1.2 ESTRUCTURA

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, el flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente presentando inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, se ubica en el bloque colgante de una falla inversa homotética llamada falla colorado, la cual se orienta en sentido N-S y buzamiento al Este. Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW–NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; Existen 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. De la

sísmica disponible del área cercana al campo se infiere una geometría anticlinal que corresponde a interpretaciones anteriores al presente estudio (Valencia y Castro, 1979).

El anticlinal de Colorado se compone seis bloques por fallas locales en sentido WE Y SW-NE. Los bloques se encuentran limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque I está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo. Ver (figura 2)⁷

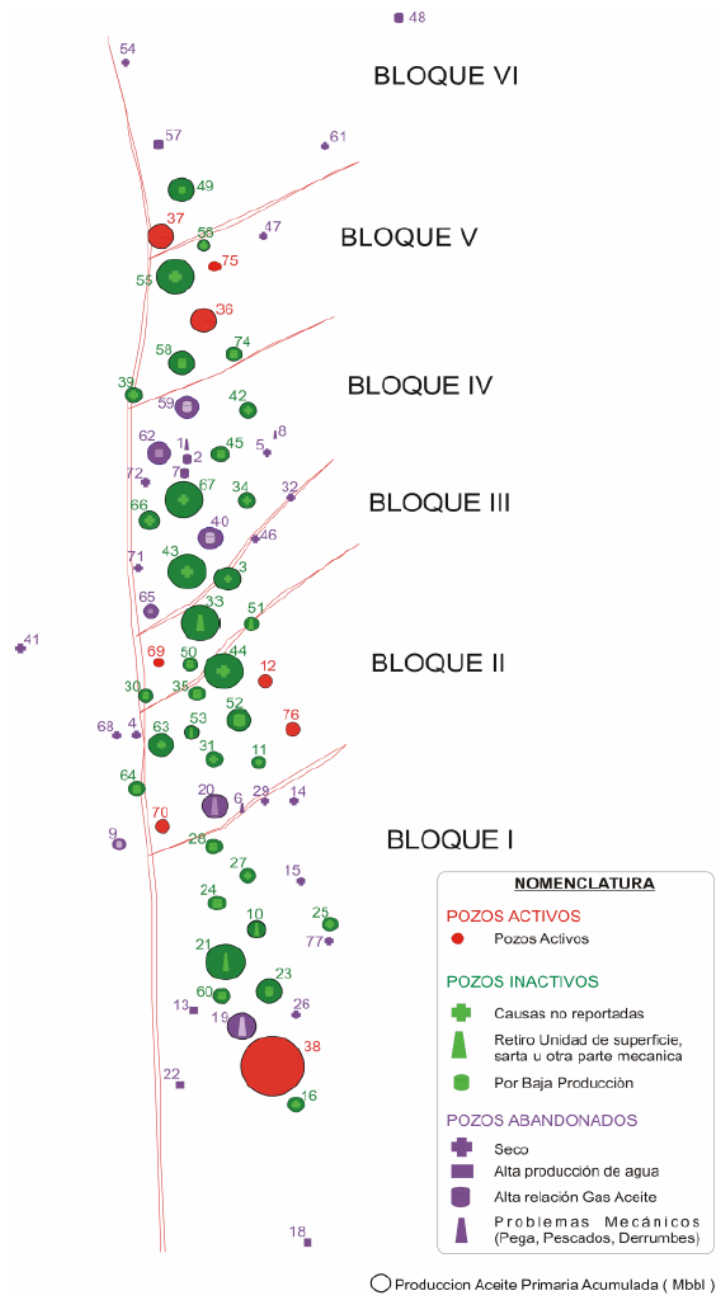
Figura 2. Estructura Campo Colorado



Fuente: Ecopetrol., 2003 diagnóstico y estrategias de recobro campo colorado

3 KARL AMAYA, JHON CALVO. "Geoestadística Univariable Aplicada a Atributos Petrofísicos de la Formación Mugrosa para la Determinación de Áreas Prospectivas del Campo Escuela Colorado. Capítulo 4: Marco Geológico". 2010, pág. 32.

Figura 3. Distribucion de pozos, Campo colorado



Fuente: Presentación geología y yacimientos UIS 2007

1.3 ESTRATIGRAFIA

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el reciente. Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

1.3.1 Formación Girón. La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzo arenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzo arenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos sub redondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la "Molasa del Jurásico", con algunas intercalaciones más finas de capas rojas.

1.3.2 Formaciones los Santos-Tambor. La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de la Formación Girón está conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de deposición corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base.

1.3.3 Formación Rosablanca. Está constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquéllicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales. Fue depositada en una cuenca subsidente que originó transgresión hacia el Este. El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante. El ambiente de depósito es inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

1.3.4 Formación Paja. La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéllicas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, ocasionales niveles muy gruesos y macizos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreo, silíceo, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas. Esta litología corresponde a ambientes marinos someros, intermareales a supramareales. Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

1.3.5 Formación Tablazo. La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte media del área de estudio la sección es más calcárea y hacia el Sur se torna más arenosa. Esta secuencia fue depositada en un ambiente marino somero submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio.

1.3.6 Formación Simití. La Formación Simití, está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, generalmente con concreciones las cuales son más abundantes hacia el tope; dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.

1.3.7 Formación la Luna. La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concreciónales y de chert negro a marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. La alternancia de facies laminadas y bioturbadas demuestra la existencia de condiciones anóxicas intermitentes. El contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media.

1.3.8 Formación Umir. La Formación Umir presenta de base a techo cuarzo arenitas de grano fino de color gris, lodolitas limo arenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzo arenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio.

1.3.9 Formación Lizama. Las rocas del Paleoceno en el VMM, están representadas por la denominada Formación Lizama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir), a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979), los sedimentos clásticos fino granulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representado en el VMM por las Formaciones La Luna, Lizama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo–regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lizama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.0

1.3.10 Formación la Paz. La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

1.3.11 Formación Esmeralda. La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas está dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

1.3.12 Formación Mugrosa. La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), esta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2, cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

1.3.13 Formación Colorado. La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988).0

Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.

1.3.14 Formación Real. La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.⁸

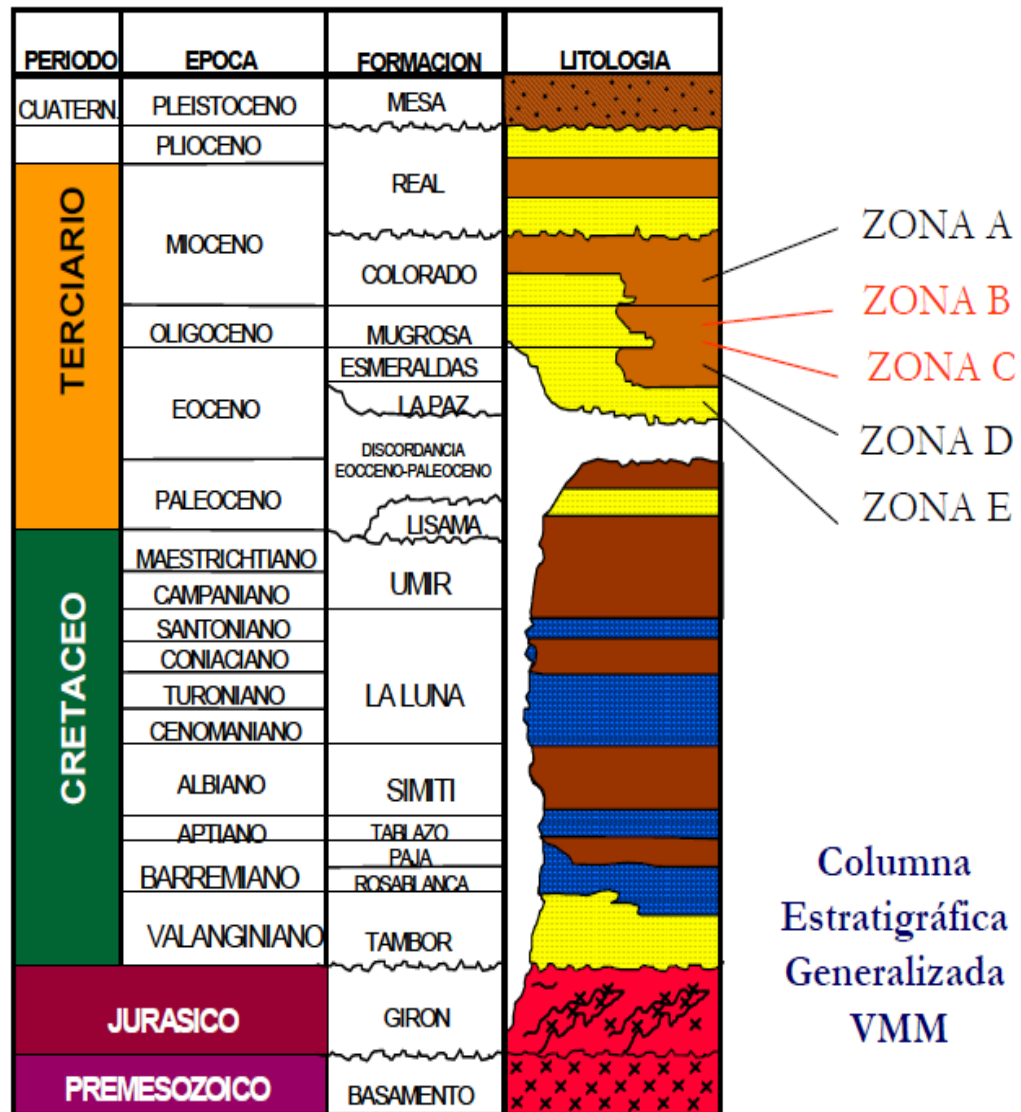
1.4 FORMACIONES PRODUCTORAS

La formación Mugrosa es la que aporta en mayor cantidad de hidrocarburos (Zonas B y C), seguido de la formación Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizada por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales donde las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.⁹

⁸ AFANADOR, Carlos Augusto y DELGADO, Luis Eduardo. VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA PERFORACION UNDERBALANCE APLICADA AL CAMPO ESCUELA COLORADO, Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad Ingenierías Físicoquímicas.

⁹ PAEZ, Carlos Andrés y VILLAMIL, Ricardo. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL TIPO CASING DRILLING EN CAMPO ESCUELA COLORADO, Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad Ingenierías Físicoquímicas.

Figura 4. Columna Estratigrafica, Valle Medio del Magdalena, Campo colorado



Fuente: GARZON, Freddy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Anibal- ECOPETROL-ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo-A.I.P-ANSALL Y CABRERA, Heliodoro. Diagnóstico y Estrategias de recobro del campo colorado.2003.

1.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

En el estudio del Campo Colorado se determinaron las características del yacimiento en las arenas más importantes dentro de su estratigrafía, (Arenas B, C, D, E) las cuales nos proporcionan las propiedades básicas de las arenas productoras en el campo.

Tabla 1. Propiedades del yacimiento, Campo Colorado

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E
Temperatura Yacimiento (°F)	114	174	186	186
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1
Profundidad Promedio (ft)	1800	3500	4700	5600
Presión de Burbuja, Pb (psia)	648	2078	2958	2958
Viscosidad @Pb(cP)	1.64	0.462	0.441	0.441
Bo @ Pb (RB/STB)	1.091	1.401	1.373	1.373
Porosidad (%)	15.7	14.5	13	13
Swi (%)	40	40	50	50
OOIP (MMBIs)	20.062	37.336	0.507	1.157
Rsb (scf/BIs)	140	648	667	667
Espesor promedio arena (ft)	50	57	25	25
Área (Acres)	634	1083	---	---

Fuente: Tomado y Modificado. ECOPETROL.S.A. Informe Campo Colorado. Cálculo de reservas. Ing. Jorge Camacho. Junio de 1978

La formación mugrosa se subdivide en cuatro diferentes zonas para las cuales se han hecho estudios individuales de porosidad y espesor promedio, información que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 2. Propiedades para la Formación Mugrosa

Zona	Porosidad Promedio	Espesor Promedio
B1	0.129	21.8
B2	0.135	23.2
C1	0.157	24.4
C2	0.196	42.3

Fuente: Tomado y Modificado. Campo Colorado. Cuarto informe de Yacimientos campo Colorado. Ing. Karen L.Pachano, Diciembre de 2007

2. COILED TUBING DRILLING

La tecnología de tubería flexible, o Coiled Tubing (CT), como nos referiremos a ella en este proyecto, es una tecnología que se ha convertido en una herramienta fundamental para las operaciones de intervención de pozos a lo largo del mundo, siendo este el objetivo inicial con el que las empresas empezaron su fabricación para la industria petrolera..

Se concibe como tramos continuos de tubería de diámetro reducido, soldados los unos a los otros formando una gran extensión de tubería flexible, enrollados en un carrete para su conservación, transporte y posterior uso en la locación, contando también, con su respectivo equipo de superficie para realizar las labores de reacondicionamiento y terminación de pozos, y más recientemente, como se estudiará en esta investigación, para la perforación de nuevos pozos.

El carrete que lleva la tubería flexible puede ser de hasta 9 pies y tener enrollados 31,000 pies de tubería, configuración que cambia según las necesidades de las empresas y utilización que se le dará al Coiled Tubing. Para su operación en el pozo la tubería continua pasa por encima de un cuello de cisne, un cabezal de inyector, y el equipo de control de pozo (BOP), antes de hacer inserción en el pozo vivo¹⁰.

Al ser utilizada la tecnología Coiled Tubing en la perforación de un pozo nuevo, o en la reperforación de un pozo existente, se adiciona a la tubería flexible un BHA (bottom hole assembly) especial, que en su punta tiene la broca del diámetro deseado para la perforación, y un motor que proporcione el torque necesario a la broca.

¹⁰ Schlumberger, Tubería flexible: La próxima generación. Oilfield review, verano de 2004.

Coiled Tubing Drilling ha sido durante muchos años un servicio comercial para la perforación de pozos petroleros, pero este servicio no lograra compararse con una perforación convencional a menos de que se cumplan ciertos requisitos técnicos y económicos, si estos se cumplen no solo se podrá aplicar la técnica, también se podría llegar hacer un ahorro de tiempo y dinero significativo, lo cual permitiría el desarrollo de esta tecnología.

Para el desarrollo del proyecto es necesario conocer la evolución y los avances tecnológicos que se han obtenido de esta técnica no convencional de perforación para ello se hace una breve reseña historia y a continuación se hace la descripción de los equipos, con el fin de conocer el funcionamiento de todo el sistema de perforación CTD.

2.1 RESEÑA HISTORICA

Coiled Tubing o tubería flexible fue una idea desarrollada en los años 60s la cual se ha convertido actualmente en un componente clave de las operaciones de workover, pero con el transcurrir de los años tan solo una parte de las operaciones con Coiled Tubing incluye las operaciones de workover, avances más recientes desarrollaron satisfactoriamente el uso del Coiled Tubing para operaciones de completamiento y perforación.

El Coiled Tubing nace con el principio de realizar operaciones radiales en los pozos, pero para dichas operaciones se requería:

- Cable continuo conductor capaz de ser insertado en el pozo.
- Un medio capaz de introducir y sacar tubería bajo presión.
- Un dispositivo capaz de proporcionar un sello dinámico alrededor de la sarta de tubería (empaquetamiento).

En 1944 ingenieros desarrollaron y produjeron una tubería continua muy larga con el fin de transportar combustible desde Inglaterra hasta el continente europeo. El proyecto llamado PLUTO “PIPE LINES UNDER THE OCEAN” (líneas de tubería bajo el océano) y su fabricación exitosa de tubería continua y flexible fueron los que eventualmente llevaron al uso moderno del Coiled Tubing.

En los años 40s y 50s se conocieron patentes acerca de la inyección de tubería continua dentro de un pozo vivo así como conceptos relacionados con la perforación usando tubería flexible.

En 1960s BOWEN TOOLS desarrollo los primero equipos usando tubería continua para desplegar antenas desde submarinos hacia superficie a una profundidad de 600 ft, se desarrolló entonces una tubería de latón enrollada en un carrete la cual funcionaba con el principio de dos cadenas verticales que rotaban en direcciones contrarias, este principio es el que luego sería usado para el desarrollo del Coiled Tubing por parte de la compañía CALIFORNIA OIL COMPANY.

Las primeras cabezas de inyección que funcionaban con la tecnología Coiled Tubing fueron operadas con el principio propuesto por la BOWEN TOOLS donde inicialmente el Coiled Tubing o la tubería flexible fue fabricado con la unión de secciones de tubería con 50 pies de longitud hasta alcanzar longitudes de 15.000 pies esta tubería enrollada en un carrete de 9 pies de diámetro.

Con el éxito de BOWEN TOOLS y CALIFORNIA OIL COMPANY, en 1964 BROWN OIL TOOLS y ESCO desarrollaron su propio sistema de Coiled Tubing de tal manera que en los años 70s estas compañías ya figuraban con una gran cantidad de equipos que usaban la tecnología de Coiled Tubing G; el período comercial de esta tecnología Coiled Tubing fue entre los años 60s y los 70s con diámetros de tubería que iban por encima de 1 pulgada de diámetro y con longitudes relativamente cortas, esto debido a las propiedades mecánicas de la

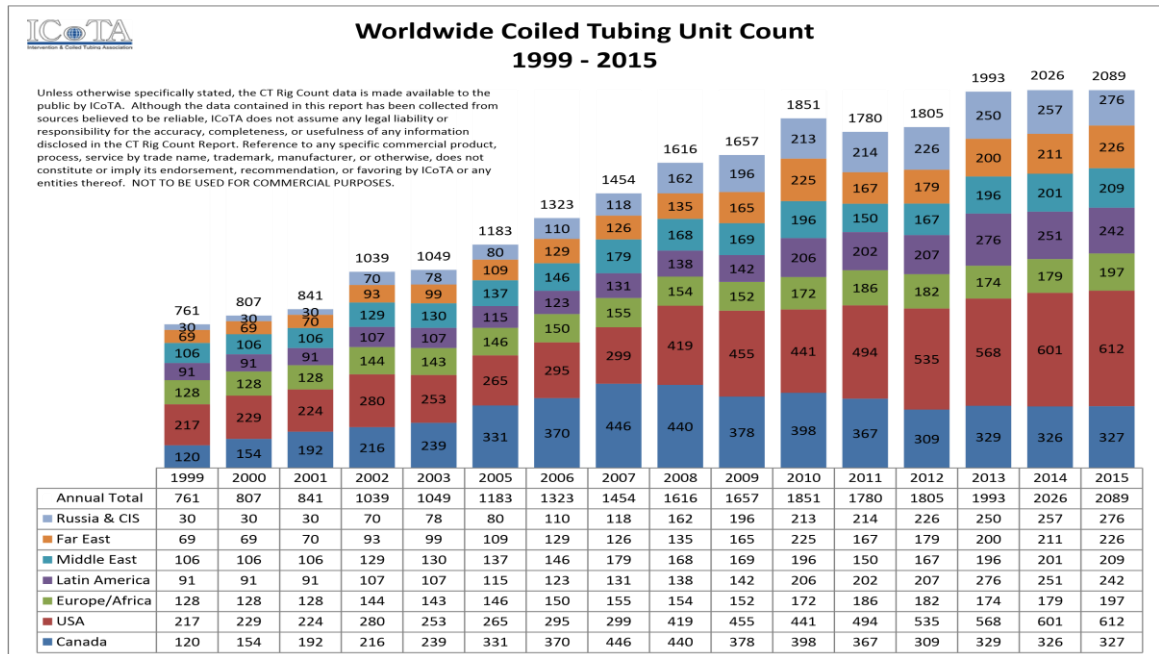
tubería y el proceso de fabricación de la época, además el número de soldaduras en la totalidad de la tubería limitaba el uso de esta tubería generando desconfianza en la tubería.

Para la década de 1980, los materiales con los que se fabricaba el Coiled Tubing mejoraron significativamente, y el tamaño máximo del diámetro de la tubería aumento a 1,75 in. Luego en 1990, se producía la primera tubería 2 in. Seguido en breve por 2,375 in, 2.875 in Y 3,50 in, además de esto el número de soldaduras se redujo considerablemente haciendo uniones de tuberías más largas hasta llegar a una única tubería totalmente lisa aumentando así la vida útil de toda la tubería beneficiando el sistema de Coiled Tubing¹¹.

Dentro de todas estas circunstancias del desarrollo de la tecnología Coiled Tubing está también tomo un rumbo diferente a través de los años donde no solo se destinó para operaciones de workover si no que a su vez se pensó como un sistema para el desarrollo de la perforación de pozos.

¹¹ CTES, LP. Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005. CT History, p. 4-11

Grafica 1. Coiled Tubing en el mundo



Fuente: Intervention and Coiled Tubing Association, Icoata 2015

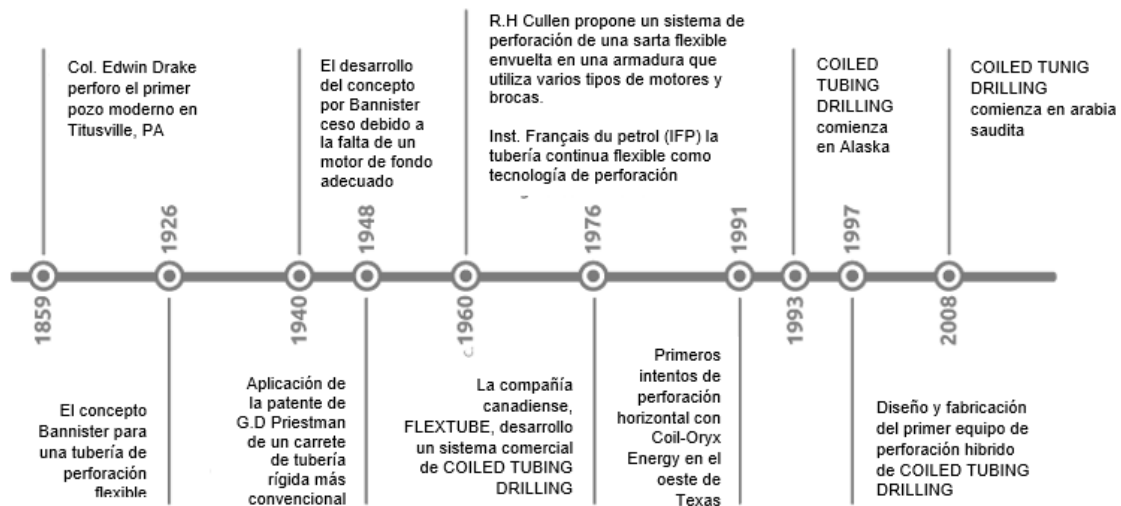
La perforación con Coiled Tubing fue una de las primeras ideas para la aplicación de sarta de tubería continua, data del concepto Bannister de 1920 como una sarta de perforación flexible y de la patente de GD Priestman de 1948 de un carrete de tubería rígida, el sistema era técnicamente correcto, pero poco fiable, así que su desarrollo cesó en 1940 debido a la falta de un motor de fondo adecuado para esta nueva tecnología.

G.D Priestman concibió lo que es considerado hoy en día la tecnología moderna del Coiled Tubing Drilling en lo que respecta al riel de tubería y su funcionamiento. Sin embargo, fue 25 años después en que la perforación con tubería continua de acero encontró aplicación práctica con Flex Tube Ltd. y Uni-Flex Rig Co. Ltd. mediante la perforación de numerosos pozos someros de gas en Canadá. Pero fue Ben grey quien dio el esfuerzo inicial de Coiled Tubing Drilling mediante la perforación de aproximadamente 18 pozos en un periodo de 14 años en Canadá.

La idea de Bannister de manguera flexible fue seguida por R.H Cullen a finales de 1950 y comienzos de 1960 donde este llegó con un sistema de perforación de una sarta flexible envuelta en una armadura que utiliza diferentes tipos de motores y brocas. Al mismo tiempo, Inst. Français du petrol (IFP) también mostró interés en la tubería continua con manguera flexible como tecnología de perforación. La manguera de perforación de la IFP se enrolla en un carrete de más o menos 5 pulgadas de diámetro donde un inyector se utiliza para manejar la tubería dentro y fuera de la boca del pozo¹².

Para un mayor entendimiento se hace una adaptación de la historia del Coiled Tubing Drilling en la siguiente línea cronológica:

Figura 5. Historia del CTD



Fuente: ANTECH, History of CTD [en línea]. <[URL:http://www.coiledtubingdrilling.com](http://www.coiledtubingdrilling.com), AnTech Ltd 2000 – 2015> [citado en agosto 2015]

¹² Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. P. 688-740

El Coiled Tubing Drilling fue comercializado primeramente en el año de 1976 por parte de la compañía canadiense FLEXTUBE, pero este se desarrolló hacia los años 90s donde se empezó a usar de forma más continua en países como Canadá, estados unidos, Alaska(1993) y arabia saudita.(2008)¹³.

2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

2.3.1 Ventajas. Se tienen las siguientes ventajas:

CT proporciona el uso continuo de telemetría y conductos de cableado. El CT puede tener una línea de registro eléctrico u otras opciones de telemetría instaladas que estén en pleno funcionamiento, incluso mientras se hace el viaje de tubería. Estos pulsos y señales aumentan significativamente el ancho de banda disponible para la comunicación bidireccional por telemetría. Las tasas de transmisión de datos de telemetría superan cualquier pulso de telemetría del lodo, lo que permite la adquisición de mejores datos durante la perforación.

Mayor movilidad. Muchos de los programas más recientes de CTD que van desde el trabajo McKittrick en California durante el año 1994 a la obra Cerro Dragón en la Argentina durante 2001 optaron por este método sobre equipos rotativos más convencionales debido a la menor contaminación y la facilidad de movilidad de los equipos de CTD.

No se requiere conexiones (ahorro de tiempo). El programa de CTD en Alaska es posiblemente el programa de CTD permanente de mayor éxito en el mundo hasta la fecha. El programa de CTD ha estado operando sin interrupción durante más de 10 años, y sin embargo, la gran mayoría de los trabajos se realizan en sobre balance (overbalance). Las razones para esto son simples: Muchas formaciones no soportan condiciones de bajo balance (underbalance), y la

¹³ CTS, LP, Coiled tubing manual, Conroe Texas 2005. CT History, p 4-11

perforación de pozos con CT ha demostrado ser menos costosa que los pozos perforados rotativamente, tanto de costo por pozo y la perspectiva de costo por barril. Los tiempos de viaje más rápidos permiten penetraciones de menor costo cuando múltiples viajes y cambios geológicos en la formación requieren flexibilidad operativa y cambios de trayectorias.

Personal reducido y seguridad mejorada. Se tiene un menor número de personal debido a que no hace falta hacer conexiones de tubería generando un mayor ambiente de seguridad en el proceso de la perforación con CT.

2.3.2 Desventajas. Se tienen las siguientes desventajas:

Inhabilidad de rotación. La inhabilidad de rotar la tubería cuenta como la mayor desventaja de CTD, reduciendo así:

- La habilidad de prevenir bancos de cortes en boca de pozo
- Profundidades alcanzables
- Tolerancia de sólidos en el fluido de perforación

La acumulación de bancos de sólidos requiere numerosos viajes cortos para agitar los bancos de sólidos de nuevo en el fluido de perforación. En Alaska, los viajes cortos para evitar "acumulaciones" en el ángulo alto de las secciones horizontales de los pozos representan más de nueve veces la penetración de profundidades ya alcanzadas. Pruebas de fondo han confirmado que la rotación y los viajes cortos son prácticamente las únicas dos formas de eliminar eficazmente bancos de sólidos una vez que se han depositado en el pozo por encima de la BHA.

Aunque el CT sea capaz de soportar el ambiente abrasivo típico en muchas operaciones de perforación rotatoria, las profundidades máximas alcanzables se reducen en gran parte debido a la mayor fricción de estar en un modo

esencialmente estático en lugar de dinámico como cuando se hace girar la tubería de perforación.

Cuando se perfora sobre balance (overbalance), la presión diferencial puede aumentar la posibilidad de pegues diferenciales en la sarta de perforación o BHA. Esto es particularmente cierto para CTD por varias razones. En primer lugar, las operaciones de CTD se ejecutan en un modo esencialmente tensionado a causa de tensiones residuales en el CT, incluso cuando hay cargas de tracción presentes en la cadena del CT. Esto, unido a la falta de separadores normalmente proporcionados por las conexiones tubería de perforación, generando un aumento en la superficie de la sarta de perforación para un pegue diferencial. La acumulación de sólidos dentro del sistema de fluido de perforación exaspera aún más esta tendencia de pegue. Los datos de campo han demostrado que la eficiencia de la perforación se reduce en gran medida cuando la carga de sólidos en el fluido de perforación se acerca al 1%.

Desgaste acelerado de tubería. La tubería de perforación convencional se puede mantener durante un tiempo relativamente largo de vida o ser sustituida por otro conjunto de tubería. El CT, por otro lado, es una mercancía consumible.

A diferencia de La tubería de perforación, el CT cede plásticamente en cada viaje que se hace en pozo. Después de un número finito de viajes en el pozo, el CT se desecha o se vende para aplicaciones menos severas. Esta diferencia de precios puede ser agravada por el hecho de que el CT suele tener un mayor costo por pie y debida a que la probabilidad de tener un CT dañado es mayor que en una tubería de perforación, un plan de contingencia bien definido es esencial. Además se requiere un motor de fondo de pozo para todas las operaciones de CTD porque ningún método actual de CT de rotación se ha aplicado en el campo. Esto se suma al costo por pie.

Vida útil del lodo de perforación reducida. CTD requiere una baja carga de sólidos en el fluido de perforación para:

- Proveer el mayor WOB
- Asegurar un ROP adecuado
- Maximizar el potencial alcanzado

Cuando se tienen tasas de bombeo relativamente bajas en CTD se exigen viscosidades relativamente altas para asegurar la limpieza adecuada del pozo. Esta viscosidad alta a menudo excede una viscosidad de cizallamiento de 40.000 o más y promueve la capacidad de los equipos de control de sólidos para eliminar eficazmente los sólidos. Finalmente, las pérdidas de alta fricción y la turbulencia asociada degradan muchos biopolímeros comunes utilizados en aplicaciones de CTD. Todos estos factores resultan en mayores costos para mantener un sistema de fluido de perforación.

Equipo limitado y experiencia limitada. Como se mencionó anteriormente, el equipo limitado y la falta de aplicación de la tecnología CTD limita la disponibilidad de equipos y mano de obra con experiencia. Estos factores a menudo resultan en operaciones de mayor costo y como la experiencia no es tan alta como con la tecnología rotativa, hace que se reduzca el factor de oportunidad de éxito en algunos casos.

Logística para la obtención de equipo en la locación de trabajo. Perforar requiere un conducto para llevar los fluidos de perforación a una velocidad suficiente para lubricar y enfriar la broca y eliminar los cortes a la profundidad necesaria para alcanzar los objetivos deseados. Cuanto mayor sea la tasa de bombeo alcanzable, más eficiente es el transporte de cortes hacia superficie. Generalmente, un conducto relativamente de gran diámetro es más deseable caso contrario al CTD.

Las necesidades de limpieza del pozo y llegar a la profundidad requerida a menudo resultan en carretes relativamente grandes de CT, esto hace que la logística de llevar los equipos a los lugares de perforación sea muy problemática. Las restricciones de carretera es un reto para muchos lugares, y la arena de la costa tiene su propio conjunto de problemas logísticos iguales o más difíciles. También, las grúas necesarias para levantar los carretes de CT son inadecuadas. Estos y otros problemas requieren más planificación previa, soluciones de ingeniería, además si se deben hacer soldaduras en el CT hace que se reduzca también su vida útil.

Tasas de bombeo, torque y WOB reducidos. Esto no es únicamente para el CTD. Estas mismas limitaciones se tienen cuando se opera con diámetros pequeños de perforación los cuales son más comunes con CTD¹⁴

2.4 DESCRIPCIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE CTD

Para el manejo de los equipos de CTD se debe disponer de personal que tenga el suficiente conocimiento de las herramientas y equipos que se disponen para una operación CTD, además se deben entender las capacidades y limitaciones que conlleva este tipo de perforación con el fin de poder establecer un plan de perforación exitoso.

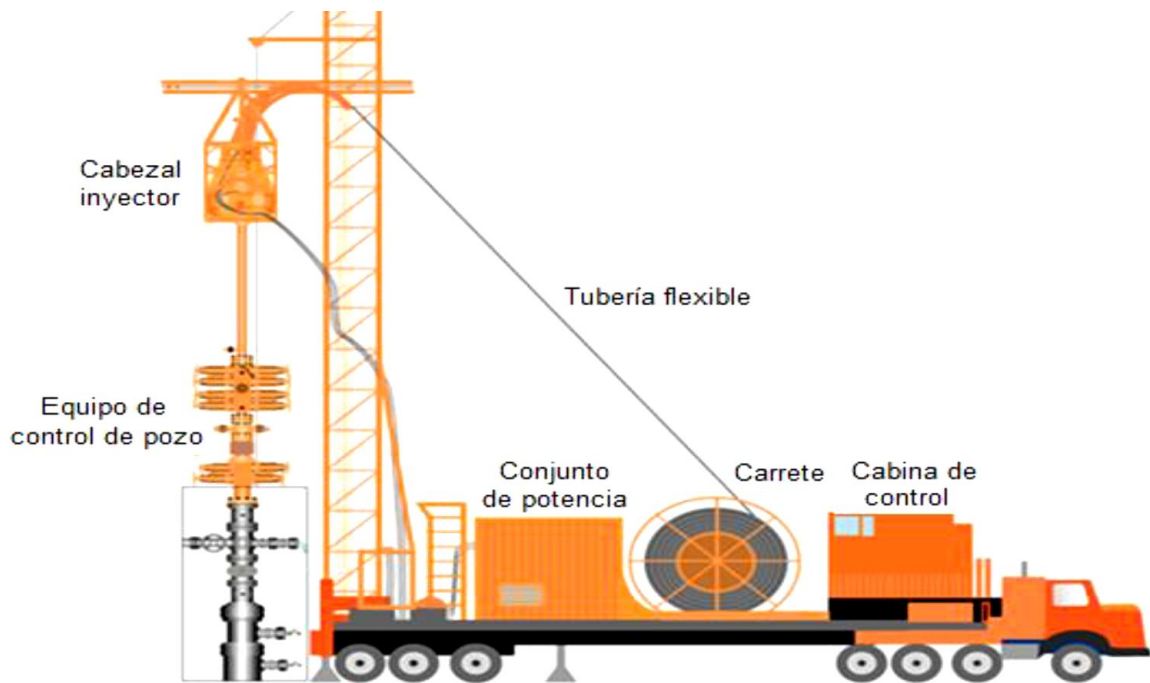
De acuerdo a lo anterior se proponen una serie de cargos y responsabilidades:

- Jefe Proyecto CTD: Encargado del desarrollo del proyecto

10 PEH: Coiled-Tubing Well Intervention and Drilling Operations [en línea] <URL:http://petrowiki.org/PEH%3ACoiled-Tubing_Well_Intervention_and_Drilling_Operations> [citado en octubre 2015]

- Ingeniero CTD: responsable de los aspectos técnicos, Procedimientos y aprobaciones
- Supervisor CTD: responsable de la coordinación e implementación de las actividades planeadas
- Tool Pusher CTD: responsable del personal y la ejecución de operaciones del plan de perforación
- Perforador CTD: Responsable de una segura y eficiente perforación
- Ingeniero de Yacimiento: determinar la colocación del pozo y reservas
- Geólogo: Determinar problemas de formación y coordenadas de la perforación¹⁵
- Ingeniero Lodos: Determinar las propiedades reologicas del lodo a utilizar

Figura 6. Equipo de superficie CTD



Fuente: BIGIO D., et al. "Coiled Tubing Takes Center Stage," Oilfield Review 6, no.4 (1994).

¹⁵ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001. P. 6-7

2.4.1 Coiled Tubing. Para pozos verticales nuevos, los tamaños típicos requeridos de Coiled Tubing son de 2 3/8" o 2 7/8", pero la mayoría de estos pozos se realiza con la tubería de diámetro 2 7/8" con un espesor de la tubería de 0.156 in y capaces de soportar 70.000 a 80.000 psi de fuerza de fluencia.¹⁶ Entre mayor sea la profundidad se necesitara de una tubería con un punto de fluencia del material más alto variando su espesor para llegar a la profundidad necesaria

Para escoger el tipo de tubería que se requiere en la perforación del pozo con Coiled Tubing es necesario conocer la trayectoria del pozo, el diámetro del hueco abierto, la viscosidad y peso del lodo, extensión y diámetro del BHA, máxima tracción permitida y el WOB a la profundidad total.

En general la selección del Coiled Tubing para un trabajo de perforación se basa, primero en la vida del Coiled Tubing donde para tamaños más pequeños se tiene un ciclo de vida más largo pero menor fuerza en la perforación y tasas de flujo limitadas, segundo en el área de flujo donde para tamaños más grandes se tiene mayor fuerza de perforación y tasas de flujo pero menor ciclo del vida, es por esto que se usan frecuentemente los tamaños de 2 3/8 y 2 7/8 para establecer un equilibrio entre ciclo de vida, fuerza y tasas de flujo.

Para el CT se tienen límites de presión interna:

- Máxima presión de bombeo moviendo tubería 4000 psi
- Máxima presión de bombeo estacionaria 5000 psi
- Máxima presión de colapso diferencial 1500 psi
- Máxima presión de cabeza 3500 psi

¹⁶ Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. P. 688-740

- Tensión máxima de tubería hasta 80% de su presión de cadencia¹⁷

2.4.2 Cabezal de inyección. El cabeza de inyección provee la energía y la tracción necesaria para introducir o extraer del pozo el Coiled Tubing, el funcionamiento de este consiste en introducir la tubería entre dos bloques en los cuales se tiene un sistema de cadenas, las cuales están diseñadas para atrapar la tubería flexible con la tensión suficiente y que con ayuda de la fricción estas puedan mover la tubería flexible hacia arriba o hacia abajo.

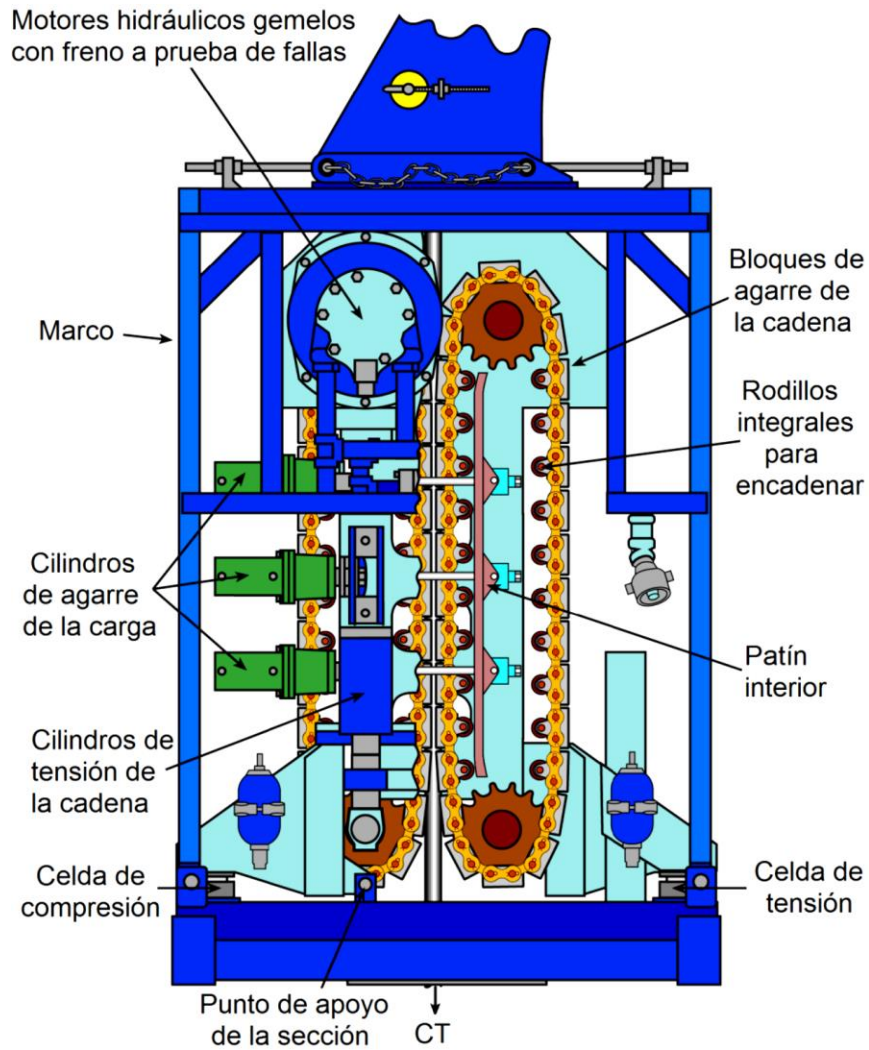
Funciones del cabezal inyector:

- Aplicar fuerza axial al Coiled Tubing para su movimiento
- Generar suficiente tracción para evitar el deslizamiento del CT
- Aplicar fuerza estática para retener el CT cuando está parado
- Sirve como plataforma para sensores de medición de peso y profundidad

Adicionalmente en el cabezal inyector se adaptan 2 tipos de sensores cada uno con su respectiva función, el primero funciona como medidor del peso del CT de tal forma que este se pueda conocer continuamente mientras se saca o se mete la tubería. El segundo sensor funciona como medidor de profundidad en el que se tienen en cuenta todos los esfuerzos a los que es sometido el CT.

¹⁷ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 11-25

Figura 7. Cabezal de inyección



Fuente: Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. Capítulo 16 - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations.

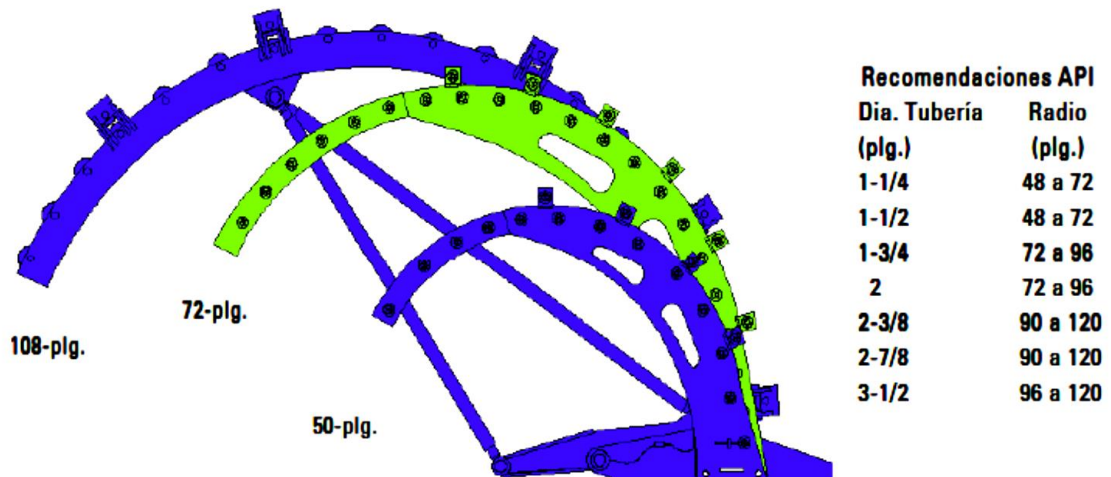
2.4.3 Arco Guía. El arco guía sirve para apoyar, enderezar y alinear el CT que sale del carrete en el que este se encuentra enrollado para llevarlo hacia el cabezal de inyección. El arco guía posee rodillos por los cuales va a pasar el CT.

Este está diseñado con un radio de curvatura nominal apropiado para el tamaño de cada CT, el radio debe ser al menos 48 veces el diámetro externo del CT para poder maximizar la vida del CT y reducir el efecto de la fatiga

Funciones del arco guía:

- Dar soporte del CT por encima del cabezal inyector
- Generar un radio de deflexión controlado
- Soportar la tensión ¹⁸

Figura 8. Dimensiones Arco Guía

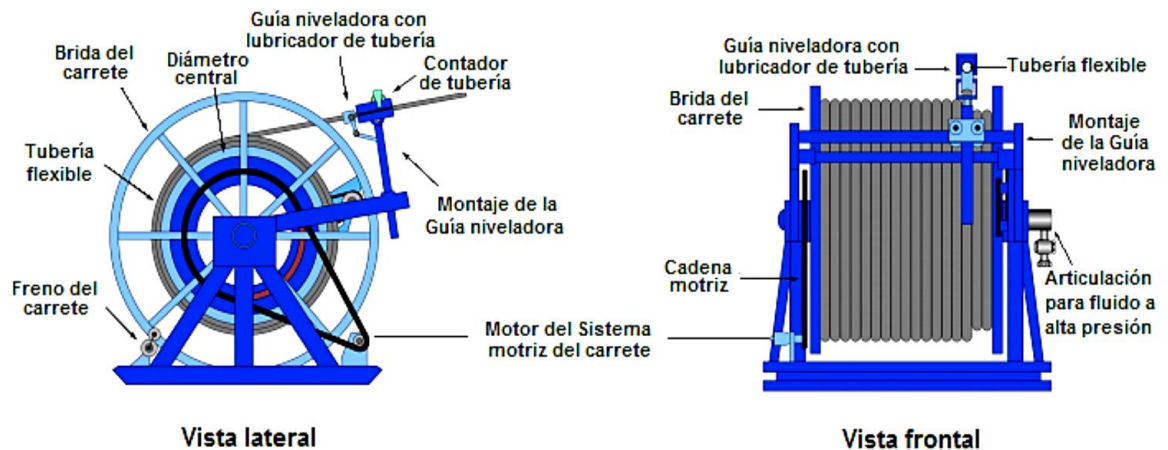


Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended practice for Coiled Tubing operations in oil and gas well services. Washington, 1996 (R: 2007). 32 p.

¹⁸ CTES, LP. Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005. Chapter 4 CT Surface Equipment, p. 16-32

2.4.4 Carrete. Funciona como lugar de almacenamiento del CT que junto con un motor bidireccional mueven la tubería, este sistema de movimiento tiene una doble función, primero cuando se introduce la tubería al pozo, el motor actúa como un freno, generando una contra tensión para sostener la tubería y segundo, cuando se extrae la tubería del pozo este ayuda a que se enrolle más fácilmente la tubería en el carrete. Adicionalmente el carrete posee una unión giratoria por la cual se introduce el fluido de perforación permitiendo que este circule dentro del pozo de manera continua durante toda la perforación

Figura 9. Elementos Carrete de CTD



Fuente: SAS-JAWORSKY, A., et al. Petroleum Engineering Handbook, II: Capítulo 16 - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations.

La capacidad teórica de tubería en un carrete es calculada usando la siguiente formula, esta asume un acomodo perfecto de la tubería a lo ancho del carrete por tanto se hace un ajuste para llevarlo a un nivel práctico.

Ecuación 1. Capacidad teórica de tubería en un carrete

$$L = (A+C) A B K$$

Donde:

L= capacidad de tubería (ft)

A= altura de la pila de tubería

B= ancho de las pestañas

C= diámetro del núcleo del carrete

K= corrección para los diferentes tamaños de tubería¹⁹

Tabla 3. Factor K para tamaños de tubería

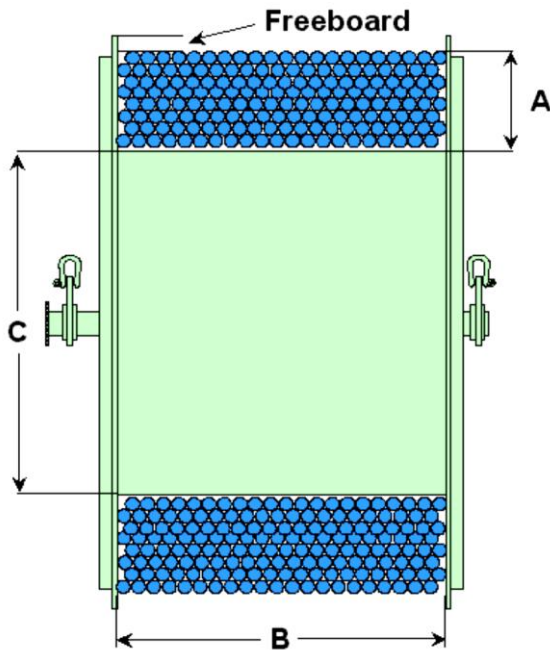
Tubing OD (in.)	K Valor (ft/in ³)
1	0.262
1¼	0.168
1½	0.116
1¾	0.086
2	0.066
2⅜	0.046
2⅞	0.032
3½	0.021

Fuente: Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 11-25

¹⁹

CTES, LP. Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005. Chapter 4 CT Surface Equipment, p. 32-44

Figura 10. Dimensiones Carrete de CTD



Fuente: Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.

2.4.5 Conjunto de potencia. El conjunto de potencia es el encargado de suministrar la energía eléctrica a todo el equipo de Coiled Tubing. La mayoría de equipos son movidos por motores diésel, aunque un número limitado usa motores eléctricos y su tamaño varía según las necesidades de la unidad.

Este componente está equipado con un motor diésel, que puede variar en un arreglo de 6 a 8 cilindros con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas de etapas múltiples y suministran la potencia hidráulica requerida²⁰

Este conjunto de potencia supe un alto volumen y una baja presión de fluido hacia los equipos en movimiento como el cabezal de inyección y el carrete, a su vez

²⁰

GARCÍA, E. Proyecto de Identificación: Tuberías Flexibles. Tabasco. Noviembre, 2013.

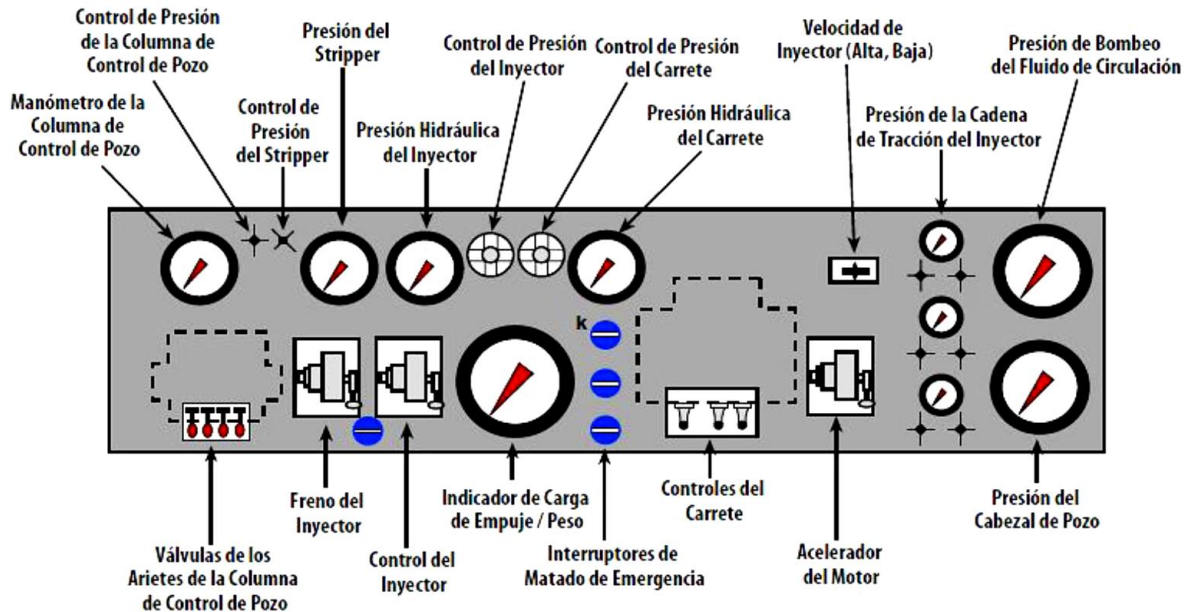
suple un bajo volumen y una alta presión de fluido a los equipos estáticos como las BOP y stripper.

2.4.6 Cabina de Control. El control y monitoreo de los equipos de CT es operado totalmente desde una cabina de control, la cual se encuentra a una altura apropiada para una mejor vista del operador hacia los equipos.

Dentro de este panel de control se tiene control de:

- Control de inyección
- Control del carrete
- Control del stripper
- Control BOP
- Control auxiliar de la BOP
- Medidores de presión hidráulica
- Indicador de peso
- Presión interna del CT
- Wellhead Pressure - WHP
- Unidad de adquisición de información
- Control fuente de alimentación

Figura 11. Esquema de distribución Cabina de Control



Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Capítulo 15: Tubería flexible. Luisiana: WCS, 2003.

2.4.7 Equipos Control de Pozo. Un equipo típico de control de pozo para CT consiste en un sistema de BOP con un stripper, ambos componentes deben ser capaces de soportar la máxima temperatura y presión de cabeza que se pueda presentar durante la perforación, Además, cada componente debe ser compatible con cualquier fluido corrosible que se tenga dentro de la formación o que se vaya a inyectar. Es importante tener en cuenta un chequeo continuo del sistema de control de pozo para evitar problemas durante la perforación.

El stripper, es una caja de empaques diseñada para proveer un sello de presión firme alrededor de la tubería flexible. Esta, suministra un sello dinámico alrededor del CT durante el viaje, y un sello estático cuando no se está en movimiento. Los estilos más recientes del stripper están diseñados con una abertura lateral que permite un fácil acceso y la remoción de los elementos de sello, manteniendo el

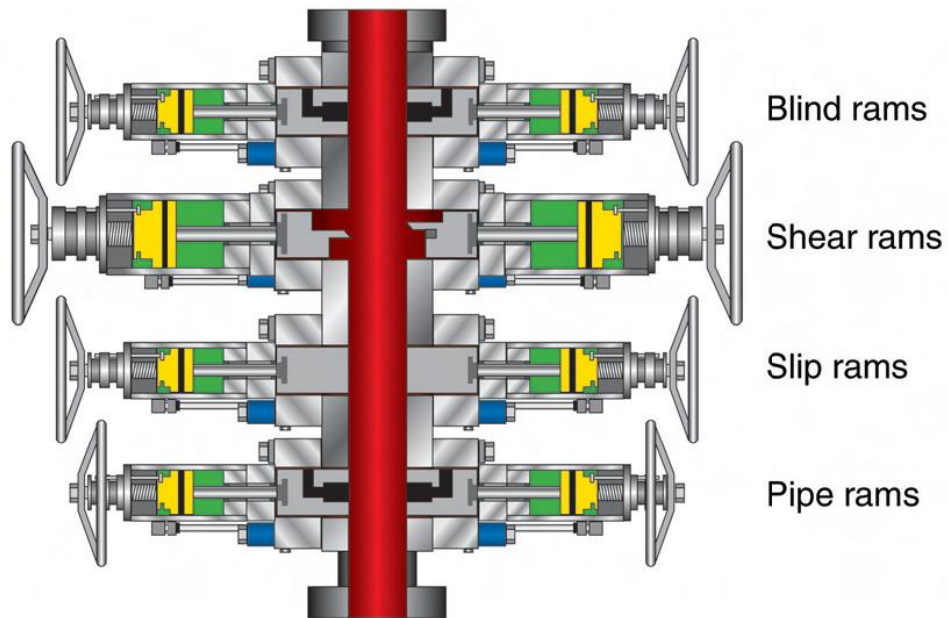
CT en su sitio. El sello se logra energizando los empaques para forzarlos contra la tubería.

Un sistema de BOP está diseñado para prevenir la liberación de hidrocarburos hacia superficie de manera no controlada. Para este caso de manejo de equipos de CT se diseña un sistema específico de BOP de acuerdo a las dimensiones de la tubería que se pretende usar, generalmente consiste de cuatro (4) arietes cada uno con una función específica

- Ariete ciego (Blind Rams): sella el pozo cuando el CT está fuera del sistema BOP.
- Ariete de corte (Shear Rams): posee cuchillas para cortar el CT.
- Ariete de cuña (Slip Rams): sostiene la tubería para que esta no caiga hacia el pozo.
- Ariete de tubería (Pipe Rams): genera un selle de presión alrededor del CT para aislar el pozo y contener la presión.²¹

²¹ AVILA, Viviana Katherine y MIRANDA, Juan Antonio, EVALUACION DE LA TECNOLOGIA COILED TUBING APLICADA AL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE FLUIDOS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO, Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad Ingenierías Físicoquímicas.

Figura 12. Distribución BOPs



Fuente: Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. Capítulo 16: - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations.

2.5 DESCRIPCIÓN HERRAMIENTAS DE FONDO (BHA)

Para cualquier BHA de perforación, las herramientas y equipos de fondo necesarias dependen en el tipo y la complejidad de perforación además de las condiciones en la que este se va a mantener. Para pozos verticales los tamaños comunes de BHA van de 3 a 4 ¾ in. OD. Dependiendo de las dimensiones del motor de fondo que se pretenda usar.

Para un pozo vertical hay limitaciones de profundidad y tamaño del hueco, que a su vez se ven afectados por:

- Capacidad del carrete

- Logística del transporte
- Márgenes de sobrecarga
- Torque requerido
- Presiones de circulación
- Caudales para limpieza del hueco
- Peso sobre la broca (WOB)

Cuando se hace la comparación de una perforación convencional con una perforación no convencional usando CT, la profundidad y tamaño del pozo se verán reducidos. Estas limitaciones de profundidad y tamaño del pozo se deben a los valores de caudales que se pueden alcanzar dentro del CT y al peso sobre la broca que se pueda obtener.

Dependiendo del BHA seleccionado se puede tener un mayor porcentaje de éxito durante la perforación, ya que al no haber giro de la tubería durante la perforación y a la débil de transferencia de peso, (esta debido a las dimensiones y material del CT) se pueden tener problemas operacionales que afecten seriamente el desarrollo del pozo, los cuales serán discutidos más adelante.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se desarrolla un BHA típico para la perforación de pozos verticales con CT que se compone así:

- Conector de CT
- Válvula de Chequeo
- Desconexión Hidráulica
- soporte de circulación
- Collares de perforación
- Sistema de medición
- Motor de fondo

- Broca²²

La descripción de cada uno de estos componentes se dará a continuación.

2.5.1 Conector de CT. Existen tres tipos de conectores de CT: conector de agarre (grapple connector), conector de huecos (dimple connector) y conector de rosca (roll-on connector). Los cuales cumplen la función de establecer una conexión directa entre el CT y el BHA de perforación.

- **Conector de agarre (grapple connector):** usa un arreglo de cuña o collar deslizante para asegurar el CT dentro de la carcasa del conector
- **Conector de hoyuelo (dimple connector):** es el conector que se usa típicamente, este asegura el CT a partir de tornillos de fijación que se introducen en los hoyuelos, se recomienda este tipo de conector debido a la capacidad superior de soportar torque, sobrecarga y los choques de la perforación.
- **Conector de rosca (roll-on connector):** este enrosca el CT dentro del conector y se mantiene engarzado debido al perfilado dentro del conector, pero no se recomienda debido a que genera obstrucción de los fluidos bombeados a través del CT²³

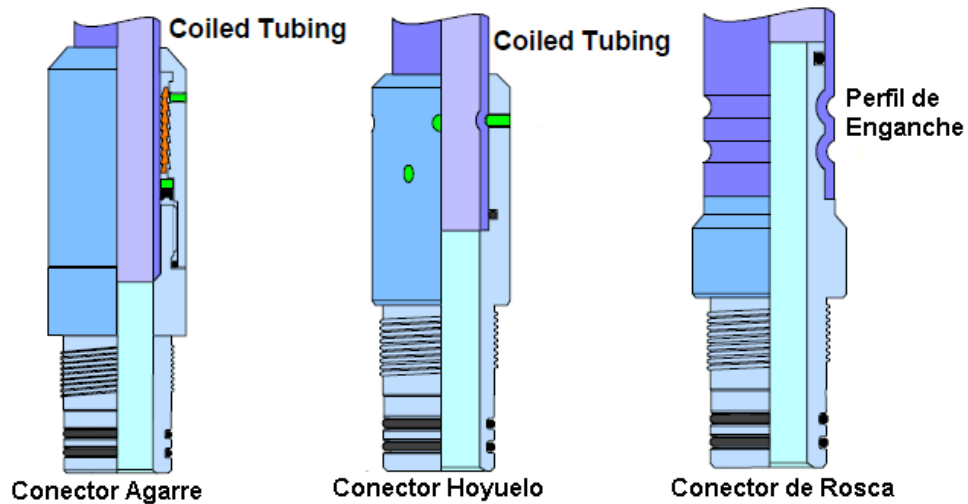
El conector de CT es usualmente reemplazado una o dos veces durante el desarrollo de la perforación, pero debe ser revisado constantemente debido al desgaste que se pueda generar. También, cada vez que este sea reemplazado se

²² CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005. Chapter 5 CT Subsurface Equipment-Downhole Tools, p. 4-9

²³ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 57-59

debe hacer una prueba de carga y de presión para determinar su óptimo desempeño.

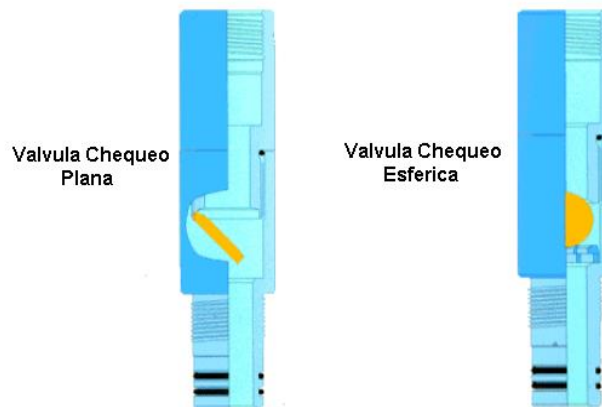
Figura 13. Tipos de Conectores para Coiled Tubing.



Fuente: Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.

2.5.2 Válvulas de Chequeo. Un sistema dual de válvulas de chequeo es utilizado para prevenir la migración de fluidos no deseados de vuelta hacia el CT a partir del uso de esferas o topones, el uso de estos evita restricciones de flujo que puedan malversar el desarrollo de la perforación.

Figura 14. Válvulas de Chequeo fuente CTES



Fuente: Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 11-25

2.5.3 Dispositivo de desconexión hidráulico. Esta herramienta de desconexión otorga la posibilidad de liberar el BHA cuando este se atasca en el pozo, se recomienda que esta herramienta este fijada a una válvula de corte y a su vez posea una unidad de bombeo individual para poder generar su conexión individual

2.5.4 Soporte de Circulación. Este se activa mediante el asentamiento de una esfera, cuando el sistema es abierto el fluido de perforación es inyectado a través de huecos ubicados radialmente en la herramienta hacia la formación. Este tipo de herramienta es activada una única vez, ya que no puede volver a ser activada, ni cerrada después de su activación.

La función de esta herramienta consiste en incrementar las tasas de circulación al eliminar las pérdidas de presión y las restricciones de flujo a través del BHA. Este soporte de circulación es activado cuando se extrae la tubería en hueco abierto para mejorar la remoción de sólidos.

2.5.5 Collares de Perforación. Son tubos rígidos que proveen peso y rigidez al BHA, poseen superficies rasantes o en forma de espiral para reducir el área de contacto y minimizar la posibilidad de una pega diferencial. Para una perforación con CT se prefieren collares de perforación con superficie espiral debido a la no rotación de la tubería, además se debe tener en cuenta su tamaño para que sea consistente con el resto de las herramientas en el BHA.

2.5.6 Sistema de Medición. El sistema de medición o más conocido como MWD (Measurement While Drilling) Consiste en un generador de pulso, una sonda direccional y sensor gamma ray. Este sistema genera en tiempo real información de la trayectoria del pozo, dirección geológica y la profundidad del pozo, toda esta información se transmite a través de pulsos transmitidos a través del fluido de perforación.²⁴

Este tipo de sistema es muy beneficioso en la perforación con CT puesto que permite tener una interacción en tiempo real con el pozo y así conocer los problemas potenciales que se puedan presentar durante el desarrollo de una perforación con CT.

2.5.7 Motor De Fondo. El motor de fondo es esencialmente un motor hidráulico impulsado por el fluido de perforación, donde el tipo de motor usado más frecuentemente es el motor de desplazamiento positivo.

Los motores de desplazamiento positivo usan un rotor de forma helicoidal que gira dentro de una cavidad de igual forma a partir de la inyección del fluido de perforación como medio para transmitir el movimiento hacia el rotor y poder generar el movimiento giratorio que se transmite a la broca

²⁴ CTES LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005, Chapter 5 CT Subsurface Equipment-Downhole Tools, p. 9-15

Los motores más usados son de 2 7/8 OD in. Los cuales manejan velocidades medias con altos caudales de flujo (60-120 GPM y 200-400 RPM) y el costo de este significa una parte significativa del costo total de la perforación²⁵, por esto se debe hacer una selección muy cuidadosa del mismo para no exceder los costos permitidos.

2.5.8 Broca. La broca es usualmente considerada como el punto principal de un sistema de perforación ya que esta realiza los cortes a través de la formación, consecuentemente la selección apropiada de la broca optimiza los resultados de una perforación.

Para la perforación de una formación prospecto, el tamaño de la broca determina el tamaño del hoyo, sin embargo, el movimiento de la formación durante y después de la perforación puede resultar en la formación de cavernas o en la reducción del tamaño del hoyo, únicamente mediante una buena combinación de la broca con el apropiado BHA, fluido de perforación y una buena práctica se podrá obtener una perforación precisa y estable.

Además de tener una perforación eficiente las brocas deben cumplir con otras funciones como lo son:

- Limpieza de la cara de la broca, consiste en remover los sólidos que se van liberando de la perforación a partir de boquillas por donde se libera el fluido de perforación.
- Tamaño del hueco, crear un hueco no menor que diámetro normal de la broca con la ayuda injertos de materiales especiales que a su vez aumenten la vida útil de la broca.

²⁵ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 61-63

- Conexión al BHA, la broca debe estar asegurada fuertemente al motor o BHA, la unión debe ser lo suficientemente buena para soportar los esfuerzos mecánicos a la que esta se va a someter.²⁶

Para la selección de la broca se debe tener en cuenta una relación Broca/Motor/formación, para ello se tiene las siguientes especificaciones:

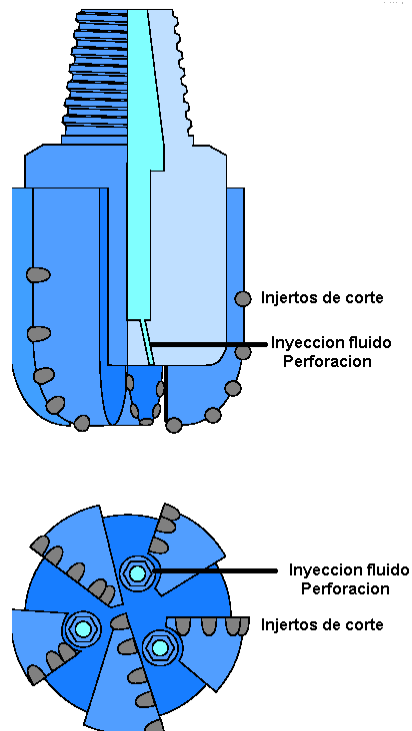
- Tipo de formación, Dureza y Abrasividad
- Torque del motor (se recomiendan altos valores de torque)
- RPM del Motor
- WOB disponible
- Tipo y caudal del fluido de perforación²⁷

En la perforación con CT, la velocidad de la broca es alta mientras el WOB es menor comparado a una perforación convencional, para ello se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

²⁶ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 54-67

²⁷ CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005, Chapter 5 CT Subsurface Equipment-Downhole Tools

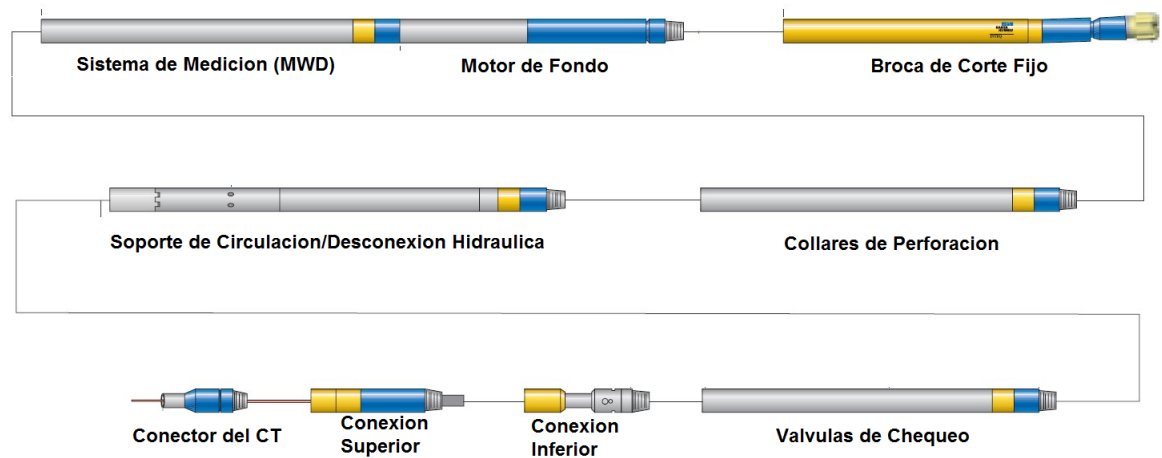
Figura 15. Broca PDC Corte fijo



Fuente: CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005

- La broca debe ser compatible para operación de alta velocidad.
- Las brocas de corte fijo requieren menor WOB y son más adecuadas para formaciones uniformes, sin embargo su desempeño puede variar si hay fluctuaciones en el WOB, problema algo superado debido a que WOB en perforaciones con CT es más fácil de controlar.
- Variaciones muy grandes en el WOB puede producir estancamientos, causando impacto en el desempeño de la perforación.
- Debido a las bajas tasas de flujo asociadas con la perforación CT, se pueden tener problemas con la eficiencia de limpieza de Sólidos y los efectos de chorro de la broca.

Figura 16. Distribución típica de BHA para CTD



Fuente: Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. Capítulo 16: - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations.

2.6 FLUIDOS DE PERFORACION

Es importante conocer los fluidos de perforación en el desarrollo de una operación de CTD debido a que su inhabilidad para rotar la tubería, anular reducido, bajas velocidades anulares, altas pérdidas por fricción en el transporte de fluidos dentro del CT, bajo WOB y su baja transferencia de peso sobre la broca, se pueden presentar severos problemas operativos y por tanto el abandono del pozo.

El fluido de perforación es seleccionado de acuerdo a la litología y a las presiones de poro que se tendrá en el hueco abierto y su densidad de es generalmente especificada para cada fase de la perforación y su gradiente de fractura.

Es necesario anticipar el comportamiento de la formación que se quiere perforar para evitar altas presiones hidrostáticas que puedan resultar en derrumbes de formación, pérdidas de circulación y pegas de tubería.

Además es importante reconocer al sistema de circulación como el complemento de un fluido de perforación, ya que a través de su correcta combinación se puede optimizar el desempeño del fluido de perforación y aumentar las capacidades de sus funciones básicas:

- Transporte de cortes
- Enfriar y Lubricar
- Control de pozo
- Estabilidad del pozo
- Flotabilidad
- Transmitir energía hidráulica
- Control de corrosión
- Optimizar ROP

En cuanto a la eficiencia en la limpieza del hoyo, un flujo turbulento genera una mayor eficiencia en la limpieza y acarreo de partículas, pero este ocurre a velocidades altas de fluidez y debido a que las dimensiones en una perforación CTD son limitadas, un flujo turbulento y por tanto una buena limpieza del hoyo es muy difícil de alcanzar.²⁸

2.7 MODELO HIDRÁULICO

2.7.1 El reto hidráulico fundamental. Un gran número de operaciones con CT conllevan el bombeo de algún tipo de fluido al pozo. Estas operaciones incluyen:

- Remoción del llenado o arenas (líquido)
- Estimulación a la formación(líquido)
- Remoción de escamas (inyección a alta presión)

²⁸ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001.p. 67-68

- Inyección de corte abrasivo (abrasivo en un líquido)
- Aislamiento de zonas (cemento y resina)
- Bombeo de plugs de lodo
- Perforar/moler
- Empaques de grava
- Fracturamiento

El reto fundamental en cada caso es bombear el fluido a través de un tubo de gran longitud y pequeño diámetro, el cual está enrollado a un carrete, con suficiente caudal o presión para una operación en específico. La solución a este reto parece bastante simple; proveer una adecuada potencia hidráulica (tasa de flujo y presión) a la entrada del carrete. El ingeniero debe determinar la presión de bombeo (P_{pump}) requerida para un flujo dado o la tasa de flujo proveída por una presión de bomba dada.

La ecuación que rige este Sistema es sencilla:

Ecuación 2. Presión de la Bomba

$$P_{pump} = P_{bottomhole} - P_{hydrostatic} + P_{losses} (+P_{safety\ margin}) + P_{injection}$$

El subíndice “bottomhole” se refiere a la presión de la formación en el fondo al final de la línea del CT. El subíndice “hydrostatic” se refiere a la presión padecida por el fluido a lo largo del anular cuando el fluido está quieto. La siguiente ecuación es la forma general para calcular la presión hidrostática del fluido.

Ecuación 3. Presión hidrostática de un fluido estático – Forma general

$$P_{hydrostatic} = \frac{\rho g h}{g_c}$$

Donde ρ es la densidad promedio del fluido, g es la aceleración gravitacional local, h es la distancia vertical del fluido, y g_c es la constante gravitacional universal. La siguiente ecuación presenta el cálculo de la presión hidrostática en términos y unidades típicas de campo.

Ecuación 4. Presión hidrostática de un fluido estático – unidades típicas de campo

$$P_{hydrostatic}(psi) = TVD(ft) * MW(ppg) * 0.052$$

El subíndice “losses” hace referencia a las pérdidas de presión por fricción alrededor del patrón de flujo. La siguiente ecuación es la forma general para calcular las pérdidas de presión por fricción en un conducto.

Ecuación 5. Pérdidas de presión por fricción en un conducto

$$\Delta P = f_H \frac{\rho V^2 L}{2D_e}$$

Donde f_H es el factor de fricción hidráulico, V es la velocidad masica del fluido, L es la longitud del conducto, y D_e es el diámetro hidráulico equivalente del conducto.

La siguiente ecuación describe las pérdidas de presión alrededor del patrón de flujo.

Ecuación 6. Pérdidas de presión por el patrón de flujo

$$P_{losses} = P_{surface} + P_{CT} + P_{BHA} + P_{annulus}$$

Una precisa predicción de la relación entre la tasa de flujo y la presión es un duro reto a pesar de la gran variedad de métodos publicados en la literatura. Discrepancias entre la predicción y la medición del comportamiento hidráulico puede deberse a una gran cantidad de factores, incluyendo:

- Modelo hidráulico inadecuado
- Pérdidas extra de presión de la tubería en el carrete no tenidas en cuenta
- Caracterización de las propiedades de los fluidos insuficiente
- Wireline o líneas de control dentro del CT
- Efectos de la temperatura y la cizalla en las propiedades del fluido
- Trayectoria del fluido a través del BHA

2.7.2 Relación entre la presión y la tasa de flujo. Una ruta conveniente para relacionar las pérdidas de presión con la tasa de flujo del CT es a través del factor de fricción hidráulico apreciado en ecuaciones anteriores. El concepto es similar a la relación entre el arrastre y el coeficiente de fricción para la fricción de deslizamiento. La siguiente ecuación es la forma general del factor hidráulico de fricción que aplica tanto para tubería recta como curvada.

Ecuación 7. Factor de fricción hidráulico para CT

$$f_H = 2 \frac{\Delta P}{L} * \frac{OD - 2t}{\rho V^2}$$

L es la longitud de la tubería contribuyendo al ΔP , ρ es la densidad del fluido, y V es la velocidad promedio del fluido a través de la tubería. La determinación del f_H implica simplemente la medición de la caída de presión para un rango de tasas de flujo y la aplicación de la anterior ecuación. La relación empírica entre f_H y la tasa de flujo puede ser usada para estimar la caída de presión a cualquier tasa dentro de un rango medido asumiendo que las propiedades del fluido son constantes.

Sin embargo, durante la fase de planeación de las operaciones con CT, esta relación no se conoce, y el f_H debe ser modelado. El modelo para f_H depende del modelo reológico del fluido, el régimen de flujo, y la geometría del CT (recta o en el carrete).

2.7.3 Hidráulica para transporte de sólidos. La cantidad de sólidos transportados desde la zona de acumulación para cualquier flujo dado en una operación de limpieza depende de la habilidad del fluido para levantar estas partículas. Esta habilidad está descrita por

Ecuación 8. Habilidad de levantamiento del fluido

$$L_A = Q\lambda$$

Donde Q es la tasa de flujo y λ es la máxima carga para una tasa en particular. La tasa de penetración a un determinado depósito de sólidos puede ser hallada desde la habilidad de levantamiento así

Ecuación 9. Tasa de penetración en un depósito

$$R_P = \frac{L_A}{(1 - \varphi)\rho_P A_F}$$

Donde ρ_P es la densidad de las partículas sólidas, φ es la porosidad del depósito, y A_F es el área transversal de la zona del depósito. El término $(1 - \varphi)$ se puede referir a la densidad de empaquetado del relleno del depósito.

La velocidad de viaje del fluido debe ser la suficiente para mantener en suspensión las partículas sólidas contenidas en él. De la ley de Stokes se tiene

Ecuación 10. Velocidad de asentamiento de las partículas

$$V_{TV} = \left(\frac{4}{3} \frac{g}{C_d} d_p \frac{\rho_p - \rho}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Donde d_p es el diámetro de la partícula de relleno y C_d es el coeficiente de arrastre. El valor de esta última magnitud depende del número de Reynolds. Este número definido para la ley de potencias es

Ecuación 11. Número de Reynolds para partículas

$$Re_p = \frac{\rho V_{TV} D_e}{\rho \mu_a}$$

Donde μ_a es la viscosidad aparente

Ecuación 12. Viscosidad aparente para fluidos de la ley de potencias

$$\mu_a = K \gamma^{n-1}$$

- $C_d = 1.5$ Para flujo turbulento
- $C_d = \frac{40}{Re_p}$ Para flujo laminar
- $C_d = \frac{22}{(Re_p)^{0.5}}$ Para flujo intermedio²⁹

Para la aplicación en perforación, el CT debe tener en cuenta ciertos parámetros de diseño clave de los fluidos, que contrastan con los usados para la perforación convencional, ya que por ejemplo todas las perforaciones con CT requieren que todo el fluido se mueva a través de toda la sarta de tubería sin tener en cuenta la

²⁹ CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005, Chapter 10 CT Hydraulic Performance, p. 3-32

profundidad. Por otro lado, las pérdidas de presión por fricción en CT en el carrete son importantes al compararla con la perforación convencional. Desde el punto de vista de la hidráulica, es necesario que el fluido posea un comportamiento de baja viscosidad para su efectivo viaje a través de la tubería hacia el fondo para luego pasar a un comportamiento de alta viscosidad en el espacio anular con el objetivo de remover ripios con mayor efectividad.

Debido a la inmovilidad del CT en comparación con la sarta giratoria de una perforación convencional, es más difícil mantener limpio el pozo en perforación con CTD ya que el movimiento de la sarta ayuda a mantener los ripios en suspensión.³⁰

2.7.4 Diseño hidráulico del CTD. Para diseñar una operación con CTD, un número de ítems debe ser considerado. Existen muchas opciones en términos de las dimensiones del CT, herramientas, fluidos y técnicas. Un diseño es a menudo el resultado de un proceso iterativo, optimizando parámetros como la densidad del fluido y la reología, tasa de bombeo, punto de inyección y dimensiones del CT. La opción del fluido de perforación es la prioritaria. El uso de un líquido es mucho más simple y barato que otras alternativas.

Bajo la primaria suposición de perforar sobre balance (overbalance), la presión del yacimiento no es suficientemente baja como para descartar el uso de líquido como fluido de perforación. La correcta selección de este líquido debe buscar el cumplir las siguientes tareas:

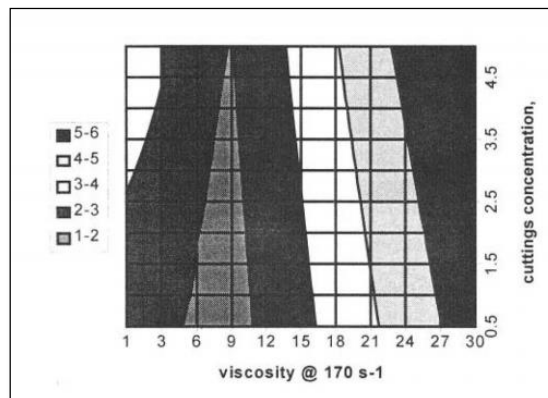
- Limpieza eficiente del hoyo
- Producir una presión de circulación de fondo dentro de los límites especificados

³⁰ ICoTA Una Introducción a la tubería enrollada, Historia, Aplicación y Beneficios, Longview Texas 2005.

- Producir una presión de circulación entre los límites de bombeo y del CT
- Proveer suficiente tasa de flujo para mover el motor

La opción más usual para fluido de perforación es el agua, por su bajo precio y fácil disponibilidad. Cerca de la broca, donde el espacio anular entre el hoyo y el CT es bastante angosto, existe normalmente algunas dificultades para limpiar completamente usando agua, incluso en pozos de alta desviación. Por otro lado, la limpieza de una sección revestida, donde el espacio anular es mayor, requiere una presión de bombeo mayor. El agua usualmente no es apropiada para la limpieza en las secciones revestidas, sobre todo para pozos desviados. Existen mapas de parámetros donde es posible visualizar la Mínima Tasa de Suspensión, obtenidos del software STR (Solids Transport and Removal Module), de forma que es posible conocer la tasa de flujo requerida para limpiar un agujero para un rango determinado de viscosidades del fluido y concentraciones de sólidos.

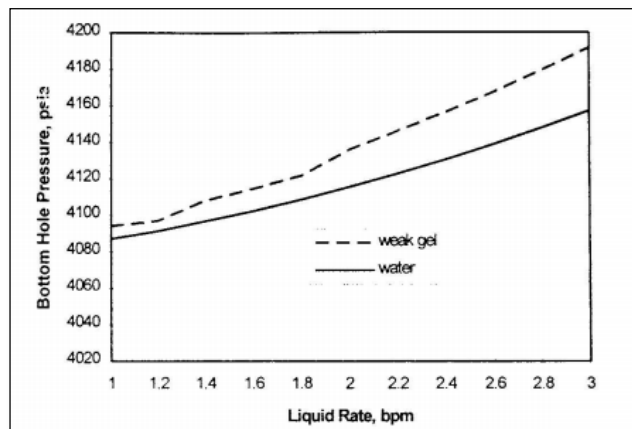
Figura 17. Mapa de la Mínima tasa de suspensión (STR)



Fuente: Ian C. Walton, and Hongren Gu, Schlumberger Dowell, Hydraulics Design in Coiled Tubing Drilling, February 1996 (citado Septiembre de 2015), disponible en Onepetro.com.

Habiendo seleccionado la reología del fluido, la ROP y la tasa de bombeo, es necesario revisar que los límites de la tasa de flujo para el motor de fondo no sean rebasados. El siguiente paso es comprobar si la combinación escogida de tasa de flujo y reología generará una presión de circulación de fondo que se ajuste a las especificaciones de la tarea a realizar. La siguiente figura tomada del DAM (Design Aids Module) muestra la presión de fondo para flujo en estado estable para un fluido seleccionado bajo un rango de tasas de bombeo.

Figura 18. Presión de fondo bajo circulación de líquido



Fuente: Ian C. Walton, and Hongren Gu, Schlumberger Dowell, Hydraulics Design in Coiled Tubing Drilling, February 1996 (citado septiembre de 2015), disponible en Onepetro.com.

Cabe denotar que cualquier influjo de la formación al pozo colaborará con la limpieza del mismo, pero una pérdida de circulación hacia la formación reducirá la capacidad de transporte de sólidos del fluido de perforación. Si la presión requerida excede la tasa de presión que maneja el CT o los límites de presión de la bomba, será necesario reducir la presión. Una consideración sería usar mayores diámetros de CT ya que no solo se reduce la presión por fricción dentro

de la tubería sino que además crea un espacio anular más estrecho en el que será posible recudir la tasa de bombeo para generar la misma limpieza.³¹

2.8 FATIGA DEL CT

2.8.1 Fatiga en el metal. Un objeto metálico sujeto a esfuerzos alternantes y dinámicos sobre su estructura puede ocasionar cambios progresivos a su estructura atómica con cada ciclo de aplicación. Este fenómeno, Conocido como fatiga, Está asociado con la plasticidad cíclica que causa cambios sistemáticos en la estructura cristalina de un metal, y produce el desarrollo de fracturas microscópicas. Estas fracturas se propagan aceleradamente con el aumento en el número de ciclos, creciendo y conectándose con otras fallas, ocasionando finalmente la formación de una fractura mayor y por tanto la falla de la tubería.

Desde el punto de vista ingenieril, cada ciclo de la tubería resta una pequeña porción de la vida de fatiga máxima que esta puede soportar, de forma que al sumar toda esta fatiga acumulada se puede conocer el grado de daño que aún puede soportar la tubería. El conocer este número de ciclos exactos antes de la falla es parte primordial del diseño de un sistema CT.

La tubería flexible puede considerarse como un elemento consumible en el negocio del CT. En el constante trabajo de moverse fuera y dentro del pozo y reajustarse al carrete pasando por el cuello de cisne, la fatiga es impartida a todo a lo largo de la tubería, aumentando las posibilidades de tener una falla mecánica en la misma. La cantidad de enrolladas de la tubería en el carrete para que se dé el fallo de la tubería o el grado de balonamiento máximo de la misma, dependerán de factores como:

³¹ Ian C. Walton, and Hongren Gu, Schlumberger Dowell, Hydraulics Design in Coiled Tubing Drilling, February 1996 (Citado Septiembre de 2015), disponible en Onepetro.com.

- **Radio de curvatura:** cuanto menor sea el grado de curvatura de la tubería, mayor será la tensión que padezca esta al enrollarse y desenrollarse del carrete. En la medida en que el radio de curvatura decrece, decrecen también el número de ciclos al fallo.

- **Presión interna:** el incremento en la presión interna de la tubería incrementa el esfuerzo de anillo o radial aplicado sobre la tubería flexible. A su vez, este aumento en la presión interna se puede traducir en una reducción del número de ciclos que podrá realizar la tubería antes del fallo. Este punto máximo de resistencia vendrá determinado por el grado de resistencia de la tubería y por el fabricante que la produzca. Para la mayoría de materiales, a medida que aumenta la presión el balonamiento se vuelve predominante sobre la fatiga, aumentando así el diámetro de la tubería flexible.

- **Material de la tubería:** las características particulares sobre la fatiga que puede padecer una determinada tubería flexible dependerán del grado del material y del fabricante de la tubería. Presently Precision Tube Technology and Quality Tubing Inc. Son los dos proveedores de CT. Las aleaciones con alta concentración de carbono y bajas de acero usadas para la fabricación de estas herramientas son clasificadas típicamente por su mínimo esfuerzo de fluencia (70 ksi, 80 ksi, 90 ksi). Cada grado de tubería tendrá un grado de fatiga y una vida útil diferente así como lo será también para tuberías del mismo grado pero de diferentes proveedores.

- **Imperfecciones:** El origen de muchos casos de fatiga de tubería tiene su origen en una imperfección de la misma. Una imperfección en la tubería puede ser debida a los métodos de fabricación, el tratamiento con calor, el ambiente, el manejo, esfuerzos residuales, entre otros. Estas imperfecciones resultan en aumentos de la tensión, que por tanto acelerará el proceso de fatiga del material.

- **Balonamiento:** se describe como el crecimiento en el diámetro de la tubería flexible. Como el diámetro crece, el grosor de la pared del tubo disminuye. Para una presión dada, este adelgazamiento del grosor de la tubería puede resultar en un incremento del esfuerzo de aro, lo cual aumenta a su vez el balonamiento y la fatiga que padece el CT. El balonamiento producirá una tendencia de la tubería a colapsar bajo el efecto de presiones de colapso inferiores a las calculadas para el grosor inicial. A continuación se muestra el máximo balonamiento permisible

Tabla 4. Límites Permisibles de balonamiento

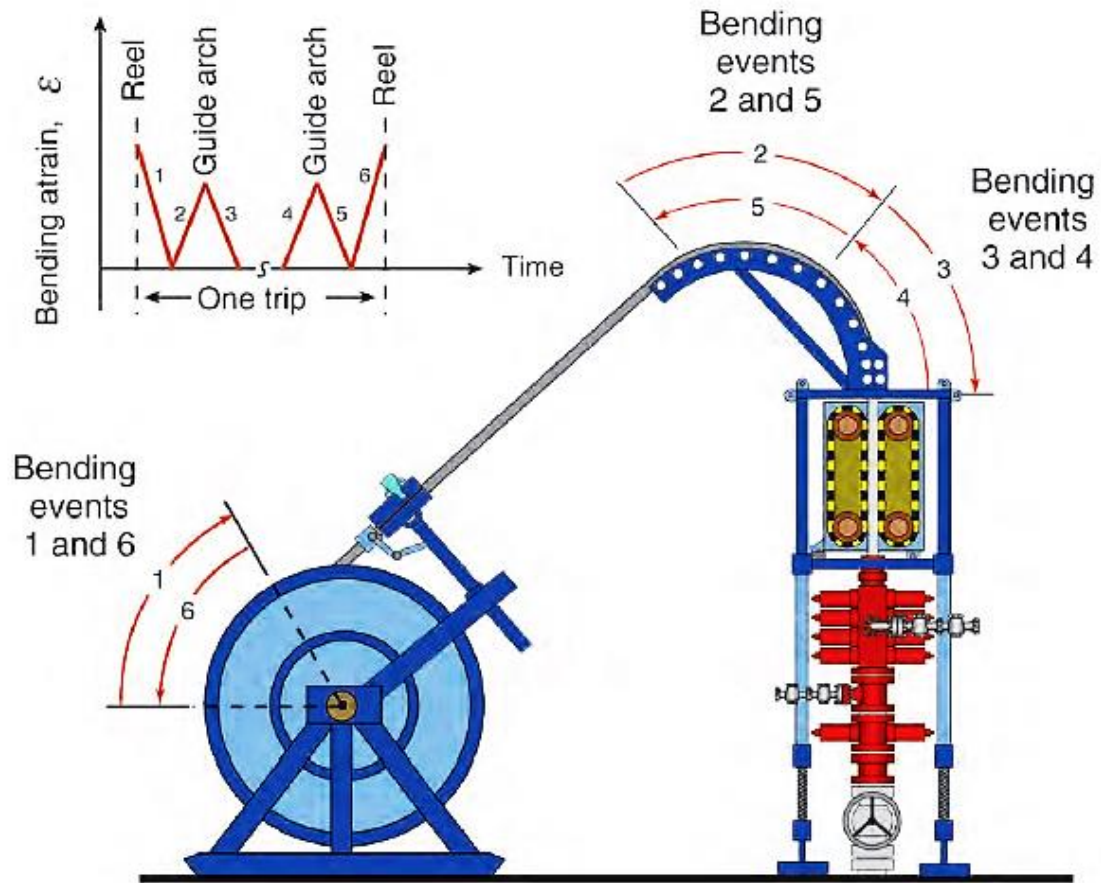
BJ Service's Límites máximos de balonamiento	
Tamaño Coiled Tubing (O.D.) (in)	Límite de Balonamiento (in)
1.75 " o menos	0.05"
Mayor de 2.00"	0.07"

Fuente: BJ Services Tomball EDC- Training Department, Coiled Tubing Equipment Correspondence Course, Abril 2005

Ciclo del Coiled Tubing: Los ciclos de movimiento de la herramienta CT tienen seis fases, descritas brevemente a continuación:

1. Desenrollado y estirado del carrete
2. Curvatura a través del arco guía o cuello de cisne
3. Enderezado de la tubería para entrada en inyector
4. Curvatura en el arco guía en reversa, sacando tubería
5. Enderezado de tubería desde arco guía hasta el carrete
6. Enrollado en el carrete (curvatura)

Figura 19. Momentos de balonamiento



Fuente: Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. Capítulo 16: - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations.

La magnitud de la deformación plástica con cada ciclo de curvatura depende del radio de curvatura, el tamaño del CT, y el esfuerzo de fluencia del material. Por lo tanto, el radio del arco guía y el diámetro del núcleo del carrete tiene un importante efecto en la capacidad de fatiga del CT. La presión interna durante la deformación plástica amplifica el daño por fatiga.³²

³²

CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005. Chapter 8 CT Mechanical Limits, p. 4-19

Figura 20. Fallo de la tubería por fatiga en Coiled Tubing.



Fuente: BJ Services Tomball EDC- Training Department, Coiled Tubing Equipment Correspondence Course, Abril 2005. p. 76

Figura 21. Efecto de la fatiga.



Fuente: BJ Services Tomball EDC- Training Department, Coiled Tubing Equipment Correspondence Course, Abril 2005, p. 76

3. ANALISIS POZOS DE CORRELACION

Para realizar el estudio técnico de la utilización de una nueva herramienta de perforación en la industria petrolífera, es necesario analizar los precedentes de dicha tecnología de tal forma que podamos conocer los parámetros más importantes a ser evaluados para la realización de un nuevo proyecto. Este es el caso del análisis de los pozos de correlación, ya que mediante una revisión bibliográfica de la historia de perforación es posible establecer la eficiencia de la misma.

Partiendo del objetivo de establecer la viabilidad técnica y económica de la perforación de pozos nuevos con CT en Campo Colorado, fue necesario realizar la selección de 4 pozos de correlación del campo colorado, para analizar así el historial de perforación de cada uno de ellos, con el objetivo de conocer los problemas típicos en el proceso de perforación. Para la selección final de estos cuatro pozos, se realizó primeramente una revisión completa de todos los archivos de pozo encontrados en las oficinas administrativas del campo colorado, de donde se tomó nota, de cuáles de ellos habían tenido un mayor periodo de actividad y cuales habían presentado los problemas más significativos y representativos del campo colorado.

De la revisión exhaustivamente realizada a los pozos del campo colorado se obtuvo que existían pozos que habían sido perforados sin ningún inconveniente relevante, sin embargo, este caso no fue el más común en la totalidad de los pozos, ya que la mayoría presentaron problemas tanto técnicos como originados por las condiciones adversas de la formación.

A continuación se presenta la tabla 5. Donde se establecieron los problemas de los pozos en el campo colorado

Tabla 5. Problemas de pozo, Campo Colorado

Pozo	Bloque	Problema
COL-4	II	Pegas
COL-6	II	Pegas
COL-8	IV	Pegas
COL-9	II	Perdidas de Circulación
COL-11	II	Pegas
COL-12	II	Pegas
COL-13	I	Perdidas de Circulación
COL-16	I	Perdidas de Circulación
COL-18	I	Perdidas de Circulación
COL-19	I	Perdidas de Circulación
COL-20	II	Pegas
COL-22	I	Derrumbes
COL-23	I	Pegas
COL-25	I	Perdidas de Circulación
COL-28	I	Derrumbes
COL-30	III	Perdidas de Circulación, Derrumbes
COL-31	II	Perdidas de Circulación
COL-32	III	Perdidas de Circulación, Derrumbes
COL-33	III	Perdidas de Circulación
COL-35	II	Derrumbes
COL-36	V	Derrumbes
COL-37	VI	Perdidas de Circulación, Derrumbes
COL-38	I	Perdidas de Circulación
COL-39	V	Derrumbes

Pozo	Bloque	Problema
COL-41	IV	Perdidas de Circulación
COL-42	IV	Pegas
COL-43	IV	Perdidas de Circulación, Pegas
COL-46	III	Perdidas de Circulación, Derrumbes
COL-47	V	Perdidas de Circulación
COL-48	VI	Derrumbes
COL-49	VI	Derrumbes
COL-50	III	Perdidas de Circulación
COL-53	II	Perdidas de Circulación
COL-54	VI	Derrumbes
COL-55	V	Derrumbes
COL-57	VI	Derrumbes
COL-58	V	Perdidas de Circulación, Derrumbes
COL-59	IV	Perdidas de Circulación
COL-60	I	Perdidas de Circulación, Derrumbes
COL-61	VI	Derrumbes
COL-63	VI	Perdidas de Circulación
COL-65	IV	Perdidas de Circulación
COL-68	II	Derrumbes
COL-69	III	Perdidas de Circulación, Pegas
COL-70	II	Derrumbes
COL-71	IV	Perdidas de Circulación

Pozo	Bloque	Problema
COL-74	V	Perdidas de Circulación, Pegas
COL-75	V	Perdidas de Circulación, Derrumbes, Pegas
COL-76	II	Pegas, Derrumbes

De acuerdo a la tabla anterior se encontraron los inconvenientes más representativos que tuvieron lugar durante el desarrollo de la perforación del campo:

- Perdidas de Circulación
- Derrumbes
- Pegas de tubería
- Fallos mecánicos

Finalmente, se decidió tomar los siguientes cuatro pozos debido en gran medida a la falta disponibilidad de información, ya que para varios de los pozos resulto imposible encontrar la información completa acerca de los informes de perforación diaria donde se contiene el seguimiento por horas de las actividades realizadas en cada día. Los pozos que se escogieron al final de la selección fueron

- Colorado 25
- Colorado 38
- Colorado 70
- Colorado 75

Para cada uno de estos pozos se realizó un proceso de lectura, organización y clasificación de las actividades desarrolladas en el proceso de perforación de tal

forma que fuese posible identificar el tiempo usado para operaciones planeadas, operaciones no planeadas y Down Time (fallos y reparaciones de equipos), esto para cada una de las fases dispuestas en los pozos. Así mismo se realizó un análisis de las brocas usadas en el proceso, la litología de la formación y los parámetros básicos del funcionamiento de los equipos.

Cabe resaltar que los pozos analizados fueron perforados en los años 50s y 60s cuando la tecnología disponible limitaba en gran medida las tasas de perforación. Esto puede verse reflejado en la gran cantidad de brocas que era necesario utilizar o más específicamente en la cantidad de días necesarios para terminar la perforación de un pozo.

En la actualidad podemos encontrar equipos que nos permiten realizar la perforación de manera más eficaz como el top drive o las brocas PDC cuya alta resistencia a la abrasión permiten reducir drásticamente el número de brocas a utilizar para la perforación del pozo. Estas innovaciones hacen que el proceso sea mucho más rápido y eficaz de lo que era en la época en la que fue perforada la mayoría de los pozos en campo colorado.

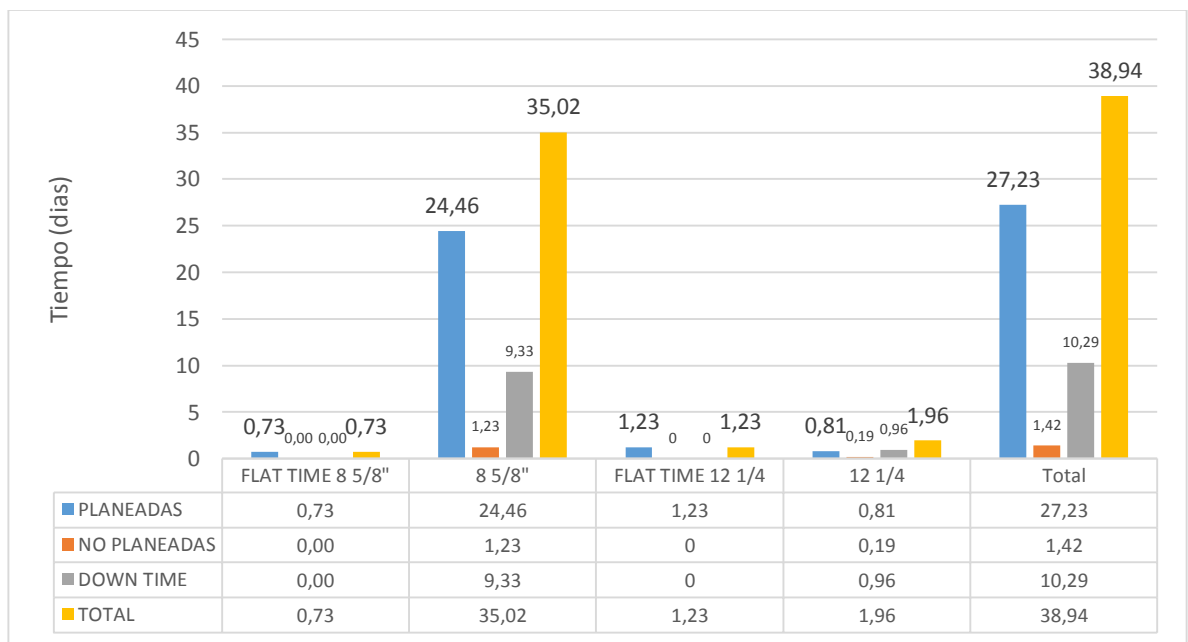
Dicho esto se procederá a mostrar los resultados encontrados en esta fase del proyecto. Es necesario identificar o conocer los siguientes conceptos:

- Operaciones Planeadas: son todas las actividades programadas durante el planeamiento del pozo y que corresponden a las actividades rutinarias de un proceso de perforación.
- Operaciones No planeadas: son aquellas actividades salidas de los tiempos planeados y de que alguna forma ralenticen o dilaten el proceso de la perforación
- Down Time: Corresponde al tiempo consumido por fallas en los equipos y reparaciones de estos.

3.1 COLORADO 25

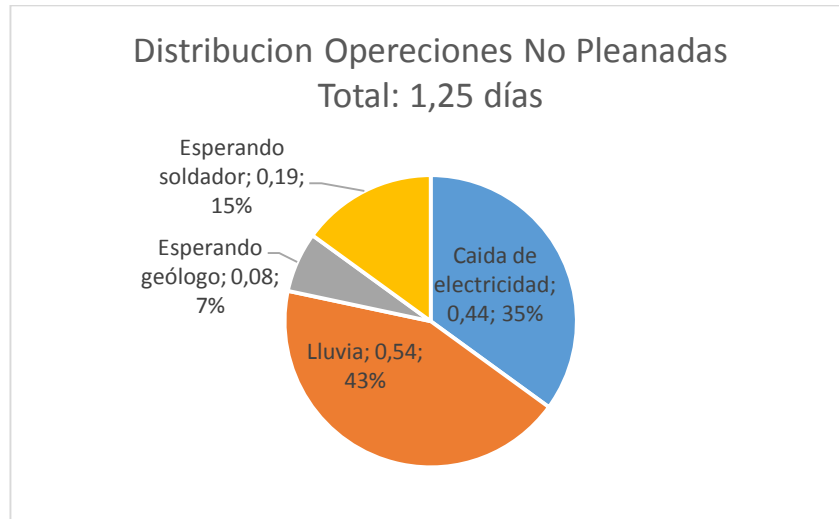
La perforación total del pozo Colorado 25 tomo un tiempo aproximado de 39 días, en los que se presentaron operaciones tanto planeadas como no planeadas que se verán descritas más adelante.

Grafica 2. Distribución de tiempo por fases, COL 25



De la gráfica 2 podemos apreciar que tanto para la fase de 12 1/4" como para la fase 8 5/8" el tiempo perdido en operaciones de reparación y daños al equipo fue bastante importante con tiempos de 0,96 y 9,33 respectivamente. También pudo observarse que el tiempo gastado en operaciones planeadas es considerablemente alto por lo que cabe considerar la opción de un proceso de optimización de la perforación.

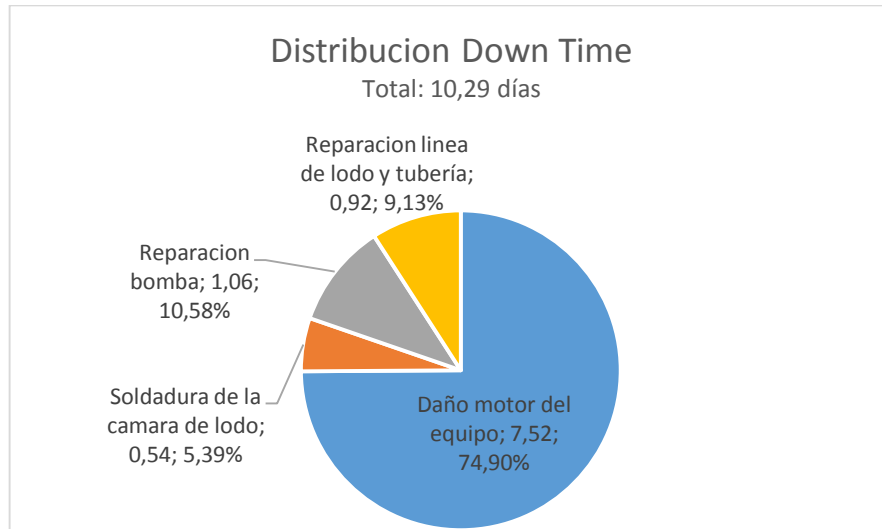
Grafica 3. Distribución de tiempo Operaciones No Planeadas, COL 25



Para las operaciones no planeadas puede observarse que el tiempo que se gastó en estas es relativamente bajo en comparación con el tiempo total de la perforación. Sin embargo, es importante denotar las actividades que conformaron estas operaciones, como lo fueron las pérdidas de tiempo para trabajar bajo la lluvia (este tipo de problemas no se presentan en la actualidad, la perforación se realiza bajo cualquier condición climática), las pérdidas de tiempo en la espera de personal y el mal funcionamiento de las redes eléctricas.

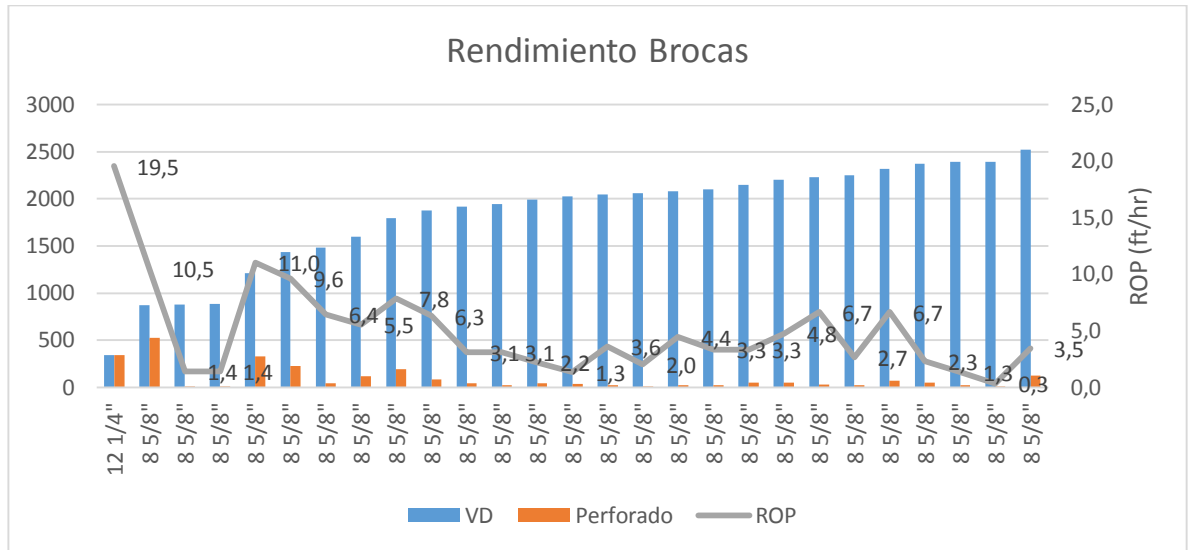
Aunque no fue considerable existió un problema de pérdidas de circulación durante un solo día dentro del total, pero las pérdidas de tiempo por este problema no fueron relevantes al no tomarse en cuenta en el historial de la perforación, pero sigue siendo indicativo de la posibilidad de encontrarse con este problema en otro de los pozos

Grafica 4. Distribución de tiempo Down Time, COL 25



El tiempo perdido a causa de averías y posteriores reparaciones, fue el principal problema en la perforación del pozo colorado 25, ya que gracias a este se perdieron más de 10 días (casi una tercera parte del tiempo de la perforación total) en daños al motor del equipo y su reparación, así como también a la línea de lodo, tubería y bomba de lodos. Este tipo de problemas podría prevenirse y solucionarse mediante un mantenimiento constante de los equipos presentes en la perforación.

Grafica 5. Rendimiento de Brocas, COL 25



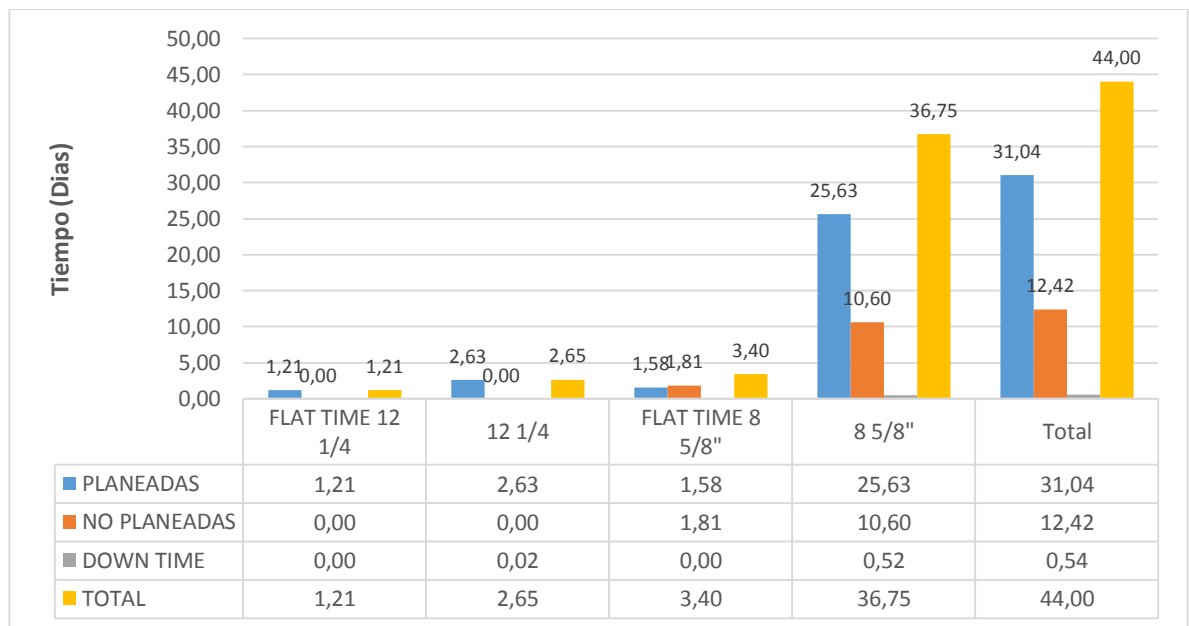
Como se mencionaba anteriormente el número de brocas que se utilizaron para la perforación del pozo Colorado 25 es bastante alto lo que indica un alto grado de desgaste de la broca, cuya vida útil no llega a superar los dos días en promedio. Además se puede observar que este desgaste se produce a unas bajas ROP, indicador aún más notorio de la poca resistencia a la abrasión de las brocas.

Es importante tener en cuenta que para el pozo Colorado 25 se mantiene una baja tasa de ROP durante gran parte del proceso de perforación debido a que el objetivo principal de la perforación era corazonar para describir la litología formación.

3.2 COLORADO 38

La perforación total del pozo Colorado 38 tomo un tiempo total de 44 días, en los que se presentaron operaciones tanto planeadas como no planeadas que se verán descritas más adelante.

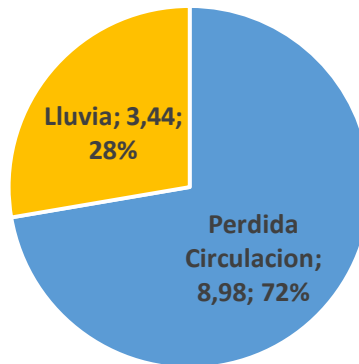
Gráfica 6. Distribución de Tiempo por fases, COL 38



De la gráfica 6 se puede apreciar como las operación no planeadas tomaron un papel importante dentro de la perforación de las fases del pozo, donde se perdieron un total de 12,42 días. Mientras que el tiempo perdido debido al daño y reparaciones de equipos fue mucho menor comparado con las operaciones no planeadas, 0,54 días.

Gráfica 7. Distribución de tiempo operaciones no planeadas, COL 38

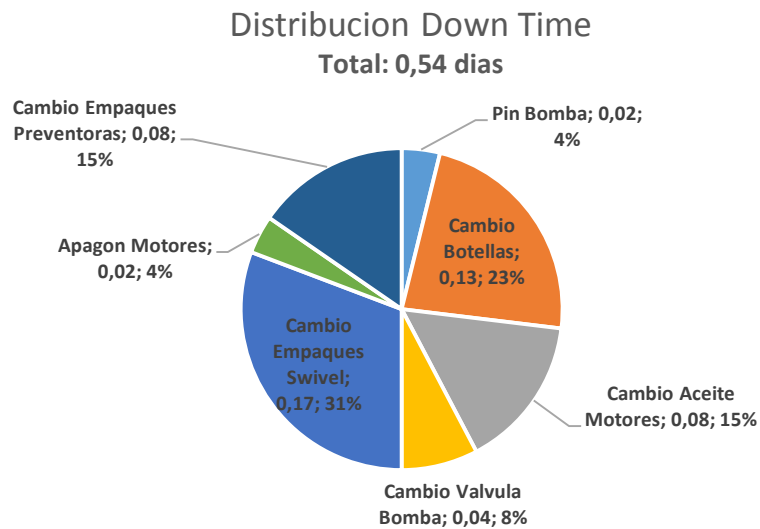
Distribucion Operaciones No Planeadas
Total: 12,42 dias



En la gráfica anterior puede observarse que las operaciones no planeadas representaron la pérdida de tiempo más significativa, pues alcanzó un valor de 12,42 días, poco más de una cuarta parte del tiempo total. Estos inconvenientes se presentaron principalmente por pérdidas de circulación, donde fluido de perforación fue perdido en la formación debido a zonas de alta permeabilidad o fallas conductivas y por las condiciones climáticas, que en estos años resultaban un gran inconveniente para continuar con las operaciones normalmente.

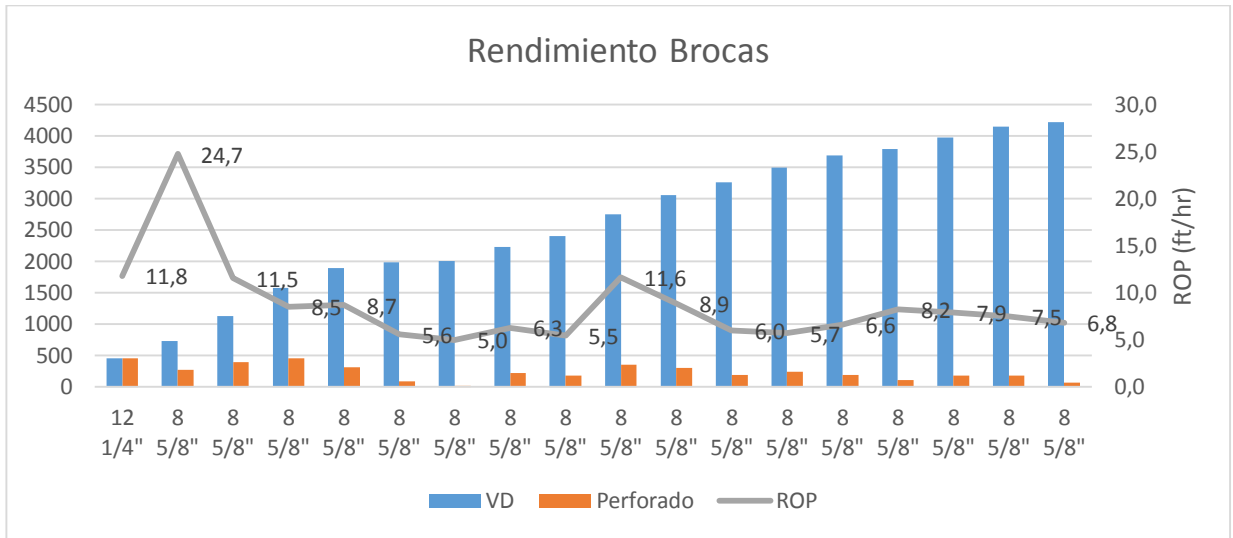
Las pérdidas de circulación son un problema típico en un proceso de perforación, pero para algunas técnicas no convencionales resulta en un inconveniente insalvable debido a las características particulares del sistema.

Gráfica 8. Distribución de tiempo Down Time, COL 38



En cuanto a los problemas presentados por fallas del equipo y reparaciones, no fue realmente relevante ya que solo se gastó medio día en estas operaciones, siendo la más significativa las operaciones de cambio de empaques del Swivel. Sin embargo es importante resaltar la necesidad de mantener un mantenimiento constante de los equipos, para poder reducir este tiempo perdido en la medida de lo posible.

Gráfica 9. Rendimiento de Brocas, COL 38

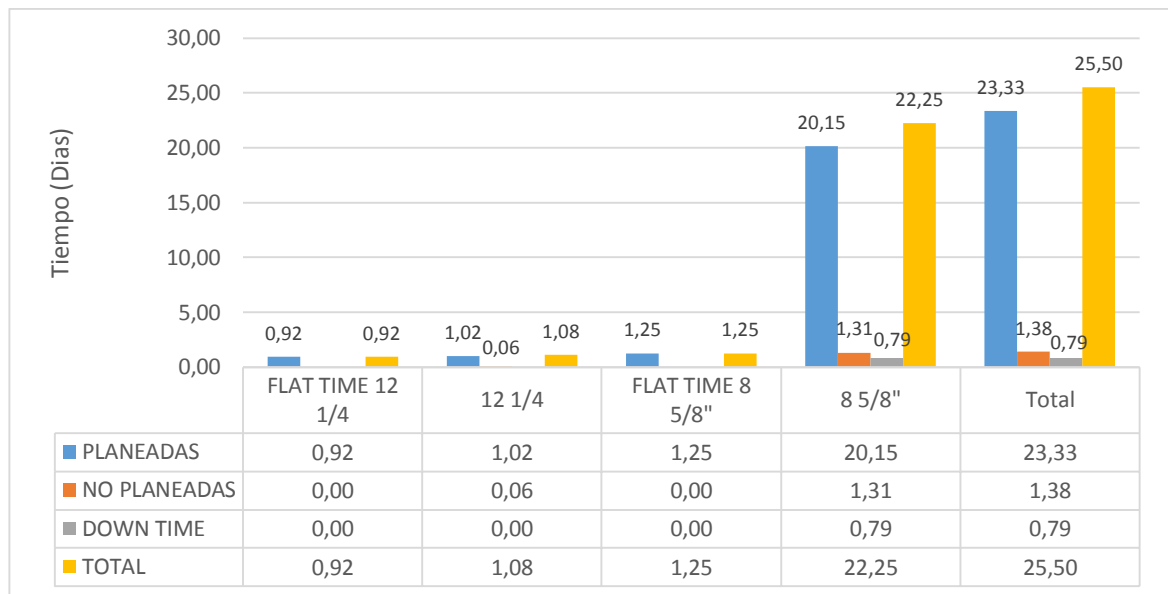


El análisis del comportamiento de las ROP en esta perforación es similar al del pozo anterior por lo que no se hará una aclaración posterior. Sin embargo, puede observarse que se sigue la misma línea de utilización de un gran número de brocas y manejo de basas tasas de perforación.

3.3 COLORADO 70

La perforación total del pozo Colorado 38 tomo un tiempo total de 25,50 días, en los que se presentaron operaciones tanto planeadas como no planeadas que se verán descritas más adelante.

Grafica 10. Distribución de tiempo por fases, COL 70



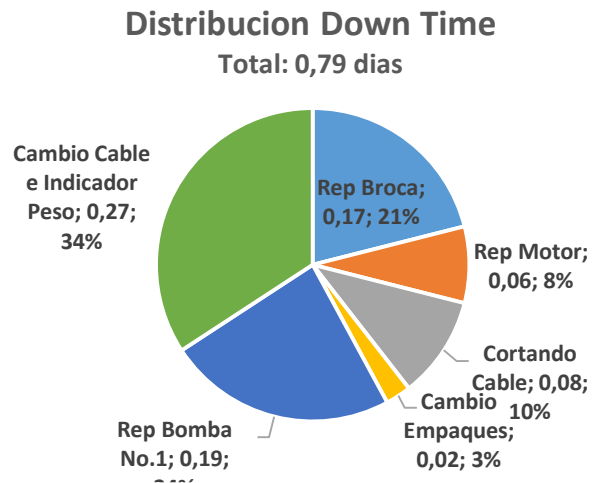
De la gráfica anterior se establece que el pozo Colorado 70 tuvo un buen desempeño durante la perforación del mismo. Aunque este fue el pozo con menor tiempo utilizado para llegar a la terminación total de su perforación, igualmente tuvo problemas representados en los 1,31 días y 0,79 días perdidos debido a operaciones no planeadas y daños en los quipos o Down time respectivamente.

Grafica 11. Distribución de tiempo operaciones no planeadas, COL 70



Las operaciones no planeadas del pozo Colorado 70 demuestran el tiempo que se perdió debido a condiciones adversas como lo son la lluvia y energía, pero más importante aún demuestra que un total de 1,23 días fueron necesarios para superar los problemas de derrumbes, los cuales se presentaron durante toda la perforación del pozo y a distintas profundidades. Este tipo de problemas como lo son los derrumbes deben ser tenidos muy en cuenta para evitar retrasos en la perforación de nuevos pozos, puesto que si no se tratan con cuidado pueden entorpecer el desarrollo de la perforación aumentando el precio de la misma, además de causar un abandono de pozo

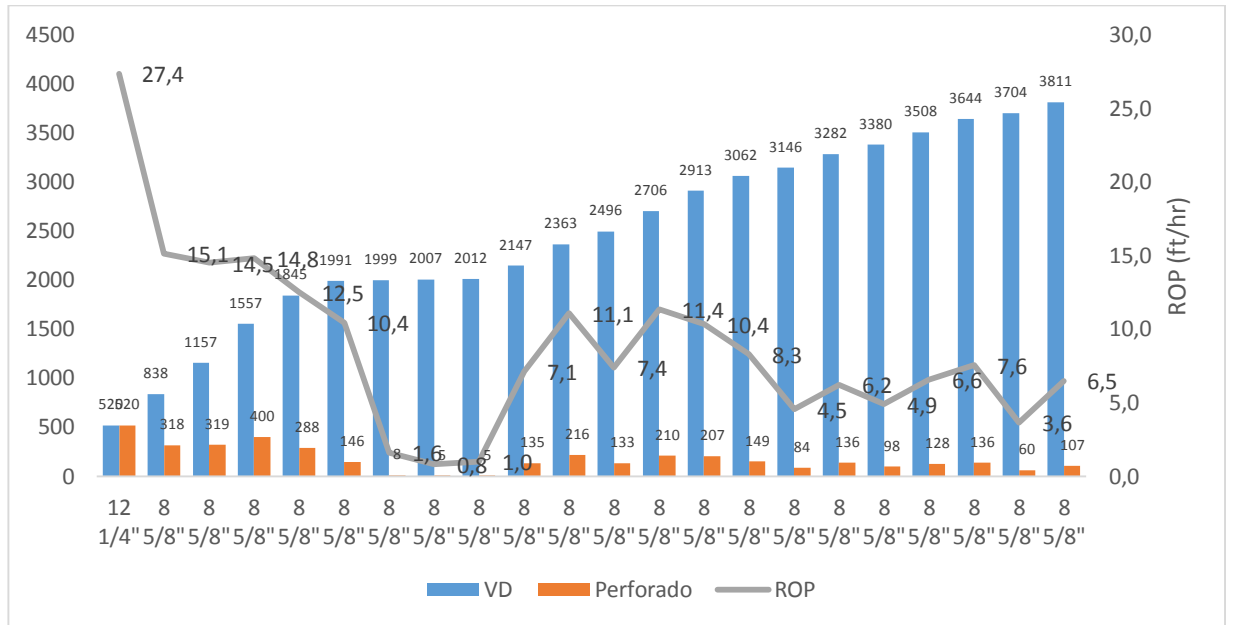
Grafica 12. Distribución de tiempo Down Time, COL 70



En cuanto al tiempo Down Time del pozo colorado 70 se puede decir que fue corto, pero al igual demuestra como en los análisis presentados en los pozos anteriores la falta de revisión y mantenimiento constante que se le deben hacer a todos los equipos de perforación, ya que sin importar que el tiempo hubiese sido mínimo el costo de una reparación siempre va a resultar más costoso al de su mantenimiento.

}

Grafica 13. Rendimiento de brocas, COL 70

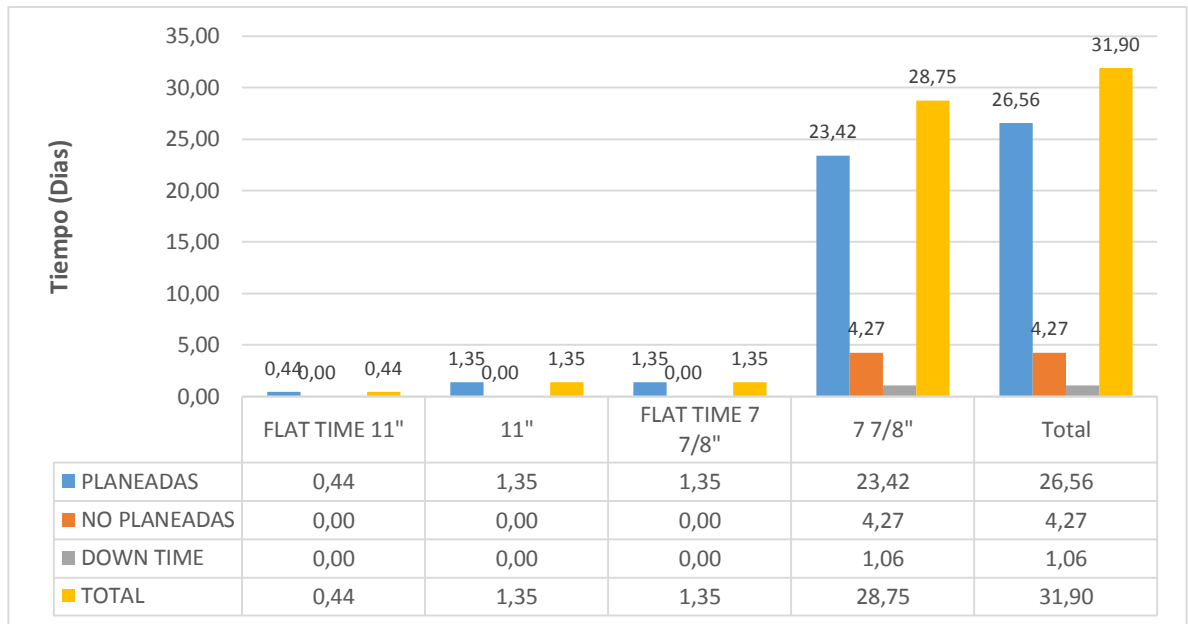


Para la gráfica 13. Se puede notar que el rendimiento de las brocas fue mucho más homogéneo a medida que se avanzaba en profundidad, únicamente se tuvo un bajón claro en el valor de ROP durante el proceso de corazonamiento, el cual conlleva que la perforación se lleve a un ritmo bastante lento para optimizar la calidad y la cantidad de material que se va a retirar de la formación.

3.4 COLORADO 75

La perforación total del pozo Colorado 75 tomo un tiempo total de 31,9 días, en los que se presentaron operaciones tanto planeadas como no planeadas que serán analizadas a continuación.

Gráfica 14. Distribución de tiempo por fases, COL 75

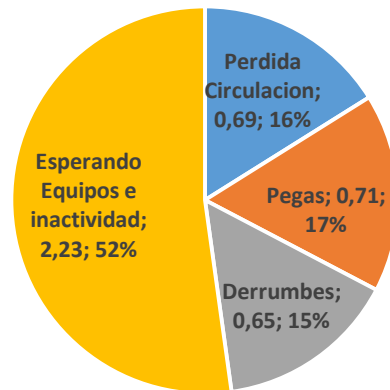


De la gráfica 14 puede concluirse que las pérdidas de tiempo por daño a los equipos luce insignificante (1,06 días) en comparación al tiempo que se perdió por las operaciones no planeadas (4,27 días), por lo que será necesario observar en detalle qué sucedió en estas pérdidas de tiempo.

El tiempo usado para realizar las operaciones planeadas también es bastante alto, por lo que es importante entender las razones para que sea así y de esta forma poder abordar las diferentes tareas de forma que sea posible reducir estos tiempos.

Gráfica 15. Distribución de tiempo operaciones no planeadas, COL 75

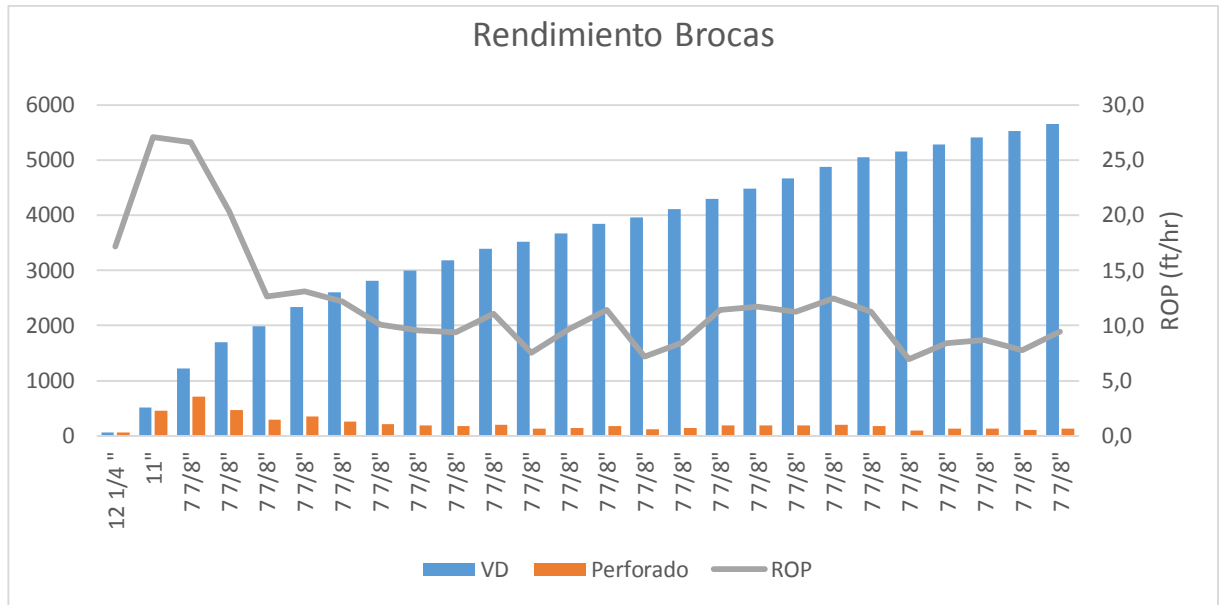
Distribucion Operaciones No Planeadas
Total: 4,27 dias



En la gráfica 15 pueden observarse los problemas que se presentaron en el proceso de perforación del pozo Colorado 75, y que provocaron la ocurrencia de operaciones no planeadas, como inactividad por problemas con el dueño de la finca, pérdidas de circulación en zonas de alta permeabilidad o fallas conductivas, o los derrumbes de la formación y las posteriores pegas de tubería.

Estos problemas son típicos en los procesos de perforación, por lo que es importante reconocer su ocurrencia para el análisis de futuros proyectos de perforación, con el objetivo de aprender a lidiar con estos problemas, cuando sea posible, y así optimizar la operación total.

Gráfica 16. Rendimiento de brocas, COL 75



En la gráfica 16 puede apreciarse el comportamiento de las múltiples brocas de perforación, teniéndose un comportamiento más homogéneo de las mismas.

Tras el análisis realizado a las cuatro pozos de correlación previamente seleccionados, se pudo encontrar una serie de problemas que se repetían de un pozo a otro en una mayor o menor medida. Problemas como pérdidas del fluido de perforación hacia yacimiento fueron evidenciados en los pozos Colorado 25, Colorado 75 y más fuertemente en el pozo colorado 38 donde se perdieron aproximadamente 12 de perforación, en los que fue imposible de establecer circulación en el pozo.

También se pudo una notar friabilidad de la formación de la formación que se manifestaba en constantes derrumbes, como lo fue en los pozos colorado 75 y colorado 70, estos derrumbes son los principales causantes de la pega de la tubería. Tal como se notó en el análisis de dichos pozos, los días perdidos debido a este tipo de problema fueron considerables, donde en cada pozo se perdió un

día entero para superar el problema, pero que nunca dejó de existir en el desarrollo de la perforación.

Por otro lado para todos los pozos correlacionados se pudo observar una masiva utilización de brocas debido al material con el que estas eran fabricadas. Esto en la actualidad es muy diferente debido a la utilización de brocas de diamante policristalino o brocas PDC, las cuales permiten el uso de una o dos brocas para una completa perforación de este tipo de pozos, reduciendo así el tiempo en viajes para cambios de broca y en los costos por broca.

Otro factor importante en el análisis de los pozos correlacionados, es la litología encontrada en los pozos (ver anexo x.) donde se encuentra como principal componente las arcillas, arcillolitas y arcillas arenosas con gran presencia de arena en una mayor y menor medida para cada uno de los pozos. Este tipo de formación desfavorece la perforación debido a las características de las arcillas, las cuales al ser hidrofílicas favorecen la absorción de líquidos generando las pegas de tubería y los derrumbes como principales problemas encontrados. Las pérdidas de circulación normalmente se dan en rocas de alta permeabilidad como las areniscas y las arenas que también se encuentran en intervalos grandes a lo largo de la litología de todos los pozos

4. VIABILIDAD TECNICA

Para determinar si un proyecto resultara beneficioso o no para cualquier tipo de organización es necesario realizar una serie de estudios que permitan establecer si el desarrollo de dicho proyecto resultara en un éxito o en un fracaso. Para el caso de la perforación de pozos petrolíferos, ha de realizarse un análisis técnico y económico de una tecnología en particular que se quiera probar, de tal forma que se pueda llegar a una definitiva conclusión acerca de si es aplicable al caso o no. Para este proyecto se requiere el análisis de la viabilidad de la implementación de tecnología Coiled Tubing Drilling para la realización de nuevos pozos en el campo colorado

Este análisis de viabilidad técnica se fundamentó, en el estudio de casos históricos de la implementación del CTD, una revisión bibliográfica de los fundamentos técnicos más relevantes un una perforación con CT además de los problemas típicos presentados en este tipo de proyectos.

4.1 CASOS HISTORICOS

La tecnología CTD es aplicable a ciertas condiciones específicas del campo y la formación que se pueden establecer mediante el siguiente análisis de casos históricos de la utilización de dicha técnica. Estos proyectos, desarrollados a lo largo de prácticamente todo el planeta han dejado un registro vital para el estudio de futuras aplicaciones que pretendan obtener resultados exitosos y por tanto rentables.

4.1.1 La formación Buda en el estado de Texas, E.E.U.U. Fue perforada en varias zonas con la técnica CTD, hallándose severos problemas de invasión de la formación por medio de zonas con altas permeabilidades o fallas de alta conductividad, dando lugar a daños a la formación por las pérdidas de lodo, que además era incompatible con los fluidos de la formación, tendiendo a la formación de precipitados y generando daño en la cara del pozo. Para este caso se optó en un principio por la utilización de fluidos de perforación con CRUDO NATIVO con el objetivo de evitar estas incompatibilidades. Sin embargo, dicho crudo nativo poseía altas concentraciones de ácido sulfúrico (H₂S), lo que dio lugar a una reducción de la vida útil de la herramienta CT debida a la doble exposición (interna y externa) a la que es sometida durante el proceso de perforación.³³

4.1.2 Experiencia a lo largo del mundo. La perforación con CT tiene una de sus principales aplicaciones en la reentrada de pozos convencionalmente perforados ya existentes. De esta forma es posible acceder a zonas que no habían sido explotadas en la primera etapa de producción del pozo. Sin embargo, la perforación de pozos nuevos directamente con CT toma una relevancia cada vez mayor gracias a la combinación con otras tecnologías que permiten controlar los problemas típicos que enfrenta la perforación con tubería flexible, muy relacionados con los problemas tradicionalmente asociados a la perforación:

- Fallas en el motor del lodo
- Pega diferencial
- Transferencia del peso
- Ruptura de la broca

³³ James Myatt, Stephen Lynn, Steven Craig, Stuart Murphy, Pedro Correa, and Tomas Padrón, Baker Hughes, Challenging Conventional Fluid Practices for Coiled Tubing Drilling, March 2015 (Citado en Octubre de 2015), disponible en la base de datos de Onepetro.

Históricamente ha podido apreciarse que estos problemas de perforación tienen una mayor connotación para el caso del CTD, debido a las características particulares de este. Por ejemplo, la imposibilidad de rotar la sarta entera de la tubería flexible, imposibilita el uso de este mecanismo para remediar la pega diferencial de la tubería. Por otro lado, los motores del lodo de los equipos de CT estaban diseñados principalmente para trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, por lo que las nuevas aplicaciones pusieron a prueba la resistencia de estos. Para remediar estas falencias se han seguido desarrollando estas herramientas en la búsqueda por adaptarse a las nuevas aplicaciones, aunque su vida útil sigue estando significativamente limitada.³⁴

³⁴ Spe 27433—L.J. Leising and E.A. Rike Jr., Dowell Schlumberger, Coiled-Tubing Case Histories, February 1994 (Citado en Septiembre de 2015), disponible en la base de datos de Onepetro

4.1.3 Experiencia en el lago de Maracaibo, Venezuela. El lago de Maracaibo ha sido explotado por largo tiempo debido a sus enormes reservas de hidrocarburos, perforando pozos de forma convencional, lo que conllevó tanto a unos altos costos de operación como a la exposición del personal de perforación a los peligros que supone trabajar en la plataforma de perforación. Es por esto que a principios de los 90 se iniciaron proyectos piloto para la utilización de la técnica CTD para perforar nuevos pozos con el objetivo de explotar formaciones de gas someras con potenciales peligros asociados a su explotación, aplicando además el uso de plataformas lacustres móviles (embarcación) con el fin de agilizar el proyecto y resguardar la seguridad de los operarios, permitiendo mantener un mayor distanciamiento entre la plataforma y la zona de operación de los trabajadores. Mediante la combinación de estas dos técnicas se pretendía aminorar costos y riesgos, probando que una implementación a gran escala haría más viable su explotación. Para el desarrollo de esta prueba fue necesario rediseñar todo el sistema debido a las diferencias entre los parámetros de manejo del CT: fue necesario modificar la configuración de las válvulas preventoras, se reajustó el peso sobre la broca debido a la BHA y el motor de fondo de tal forma que pueda penetrar en la formación blanda. Se verificó que el mantener en constante tensión a la tubería flexible es posible minimizar la carga compresiva sobre el CT.

Para la parte de los fluidos de perforación, se tuvo en cuenta la posibilidad de pérdidas de circulación ya evidenciado en la historia del lago, por lo que para lidiar con este problema se controló la ROP de perforación, comenzando en valores moderados y siguiendo una serie de aumentos progresivos hasta encontrar el punto en el que comenzaban a perderse fluidos en la formación. También se aplicó el uso de partículas de mica en la inyección de lodo para intentar mitigar las pérdidas.

Las conclusiones del proceso de prueba fueron, por un lado, la evidente ventaja que supone el poder circular mientras viaja la tubería pues reduce la posibilidad de

que se generen pegas de tubería y disminuye el tiempo de las conexiones de tubería, por otro lado, altas tasas de penetración dependen directamente de la tasa de flujo como en una perforación convencional debido a la limpieza de la broca y el pozo. Por último, se pudo apreciar la importancia crítica de la optimización del equipo a usar, por lo que futuros proyectos requerirían un mejor rediseño de las bombas de fondo y el control de las tasas de inyección de lodo, entre otros.³⁵

4.1.4 Caso Malaysia. En Malasia peninsular se centraron los esfuerzos exploratorios, como en la mayoría de casos alrededor del mundo, en las zonas más voluminosas en cuanto a reservas, por lo que gran cantidad de regiones con menor valor comercial fueron pasadas por alto. Por esta razón y a raíz del desarrollo de nuevas tecnologías de perforación, se desarrollaron proyectos de re-entrada a pozos ya completados con el objetivo de acceder a zonas aledañas a las ya explotadas en la búsqueda de una mayor recuperación.

Estos procesos de re-entrada requieren de un exhaustivo análisis de las regiones más atractivas para la perforación con CT, teniendo en cuenta la profundidad exacta a la que es mejor realizar la desviación del pozo para alcanzar los nuevos objetivos.

Esta aplicación de la perforación CT es una de varias que existen en la actualidad, y se centra en el aprovechamiento de las estructuras ya terminadas de pozos que no pudieron ser aprovechados en mayor medida por los proyectos iniciales.³⁶

³⁵ Spe 28725—S.J. Adamson, Schlumberger Dowell, and A. Rodriguez, Lagoven S.A.; and L.J. Leising, Schlumberger Dowell, SPE members, Coiled Tubing Drilling on Lake Maracaibo, October 1994 (Citado en Agosto de 2015), disponible en la base de datos de Onepetro

³⁶ IADC/SPE 156177—A.A. Abdul Rahman, SPE, N.E. Hamzah, SPE, M.S. A. Razak, SPE, and N. Ahmad Fauzi, SPE, PETRONAS CarigaliSdn. Bhd; and J.R. Jenie, SPE, H.E. Hariry, and Y. Chaari, SPE, Schlumberger, Peninsular Malaysia Coiled-Tubing Drilling Case Study: Atypical Approach to an Unconventional Drilling Technique, July 2012 (Citado en Agosto de 2015), disponible en la base de datos de Onepetro.

4.1.5 En el campo McKittrick en Kern County, California, EEUU. A comienzos de los 90's se perforaron los primeros pozos someros completamente construidos con la herramienta CT, como parte de una prueba de efectividad técnica y económica de la CTD para este tipo de formación presentado en la locación. Los dos pozos perforados fueron registrados a la par de los existentes registros de perforación convencional para mantener un constante ambiente de análisis comparativo.

Los parámetros de funcionamiento de la perforación CT fueron determinados mediante un programa computacional que mediante la introducción de la información del pozo requerido y la formación, arroja resultados sobre los máximos y mínimos que se podrán manejar en tamaños, presiones de perforación y otras características. De esta forma, se parte de la idea de perforar con brocas de 6,25" de diámetro, revistiendo con casing de 5".

Así mismo, se realizaron estudios de la desviación que tomaba el pozo a lo largo del proceso de perforación con tubería continua, mediante diferentes tipos de registros, incluyendo el registro inalámbrico de desviación que permite realizar la medición sin necesidad de viajes de tubería. Este ahorro en viajes de tubería fue el más significativo observado en el estudio, pues este ahorra tiempo de perforación ya que no es necesario pararla para introducir nueva tubería. Además, este hecho de poder perforar de forma constante largas longitudes de profundidad, da una mayor estabilidad a la cara del pozo una vez finalizado el mismo. Esto debido al flujo constante de lodo y al menor tamaño del hoyo gracias al uso de CT. Se pudo observar también que el ruido provocado por este tipo de perforación fue mucho menor que el estruendo ocasionado por una torre de perforación convencional. Esto es ocasionado en gran parte por el poco peso sobre la broca que en comparación con un caso convencional es bastante bajo, teniendo el BHA tan solo dos collares para cada uno de estos dos pozos.

Es de mencionar la gran relevancia que tiene el poder mantener un control sobre el grado de fatiga que padece la tubería en el proceso, con la misión de prolongar la vida útil de la misma y hacer más eficiente su funcionamiento. Es por esta razón que para este estudio se llevó a cabo este control, permitiendo obtener valiosa información para el avance de esta tecnología que para esa época estaba comenzando a expandirse.

En conclusión, cabe resaltar que los resultados de este estudio fueron prometedores tanto económica como técnicamente para la perforación de pozos someros en formaciones relativamente blandas que no presenten problemas de friabilidad.³⁷

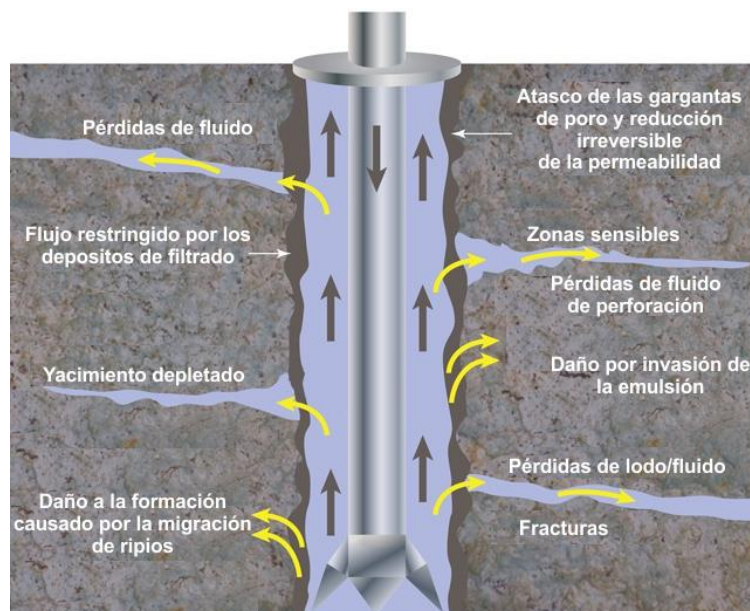
4.2 PROBLEMAS OPERACIONALES

Existen severos problemas operacionales para los cuales es necesario contar con un plan de contingencia antes de comenzar con una operación con CTD. El ingeniero, supervisor y perforador de CTD deberán conocer y determinar qué planes de apoyo serán necesarios para un pozo en particular y una operación de perforación propuesta.

³⁷ SPE 27879 Love, Berry Petroleum Co., and T.M. Eagle and Sam Adamson, Dowell Schlumberger, Coiled-Tubing Drilling in Kern County, California: A Case Study, March 1994 (Citado en Septiembre de 2015), disponible en la base de datos de Onepetro

4.2.1 Pérdida de circulación. Las pérdidas de fluidos de perforación como resultado de la intersección de la cara del pozo con fallas de alta conductividad, fracturas asociadas a fallas, arenas de baja presión o zonas ladronas de alta permeabilidad son los problemas más comunes y costosos en operaciones con CTD. Cada situación de pérdida de circulación es única, y la estrategia para controlarla, ralentizarla o eliminarla depende de muchos factores como la severidad y los objetivos finales del pozo. La decisión puede ir desde no hacer nada hasta cementar la zona y desviar la trayectoria del pozo mediante una cuña sobre el tapón. Las pérdidas pueden ser desde bajas, donde este daño se soluciona con los sólidos de perforación, hasta masivas, donde no hay retorno de ripios al máximo bombeo de lodo. Perforar sin retornos significa que los cortes están siendo perdidos en la formación. Este tipo de pérdidas hace la limpieza del pozo complicada, incrementando el riesgo de pega de tubería y puede deteriorar la calidad del cemento del revestimiento.

Figura 22. Perdida por Circulación.



Fuente: Modificado de OMNI, Underbalanced Drilling 2012, [en línea] <URL: <http://www.omnicompressedair.com/unbalanced-drilling>> [citado octubre 2015]

Hay numerosos tipos de materiales de pérdida de circulación (LCM), usados para mitigar este problema y que son bombeadas a la formación con el lodo. El éxito de una formula en particular bajo un grado de severidad específico es difícil de determinar. Cabe recordar que las píldoras LCM deben ser bombeadas por una boquilla aparte del BHA debido a problemas de taponamiento. Para tratar estos problemas, es necesario decidir qué tipo de material LCM deberá usarse:

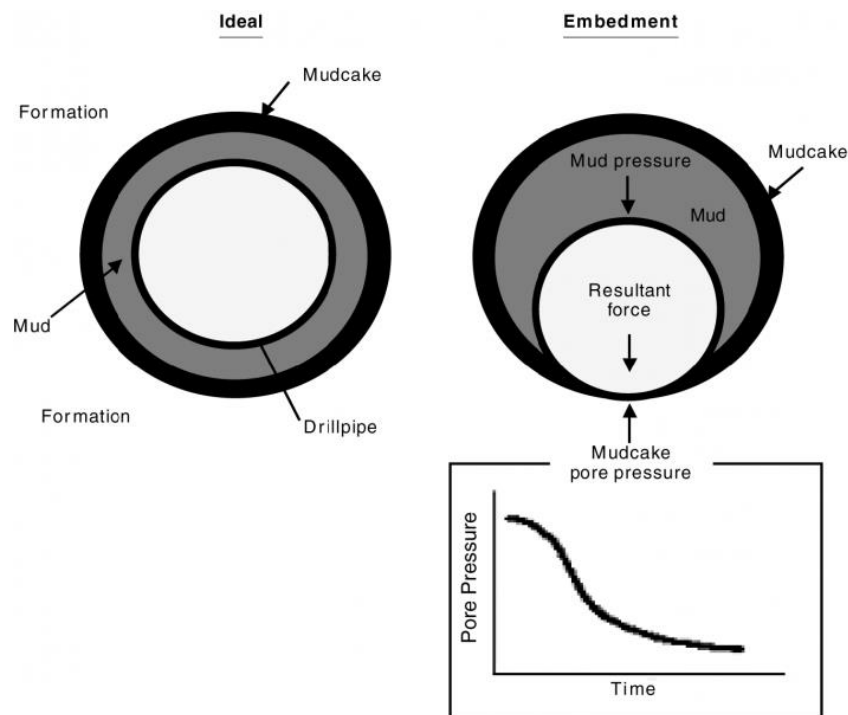
- Las píldoras LCM que hacen puente entre la cara de la zona de pérdida son buenas para cortos periodos de tiempo. Usualmente, las pérdidas retornan al nivel inicial cuando se reanuda la perforación y el LCM es removido.
- Las píldoras diseñadas para penetrar la zona de pérdida y luego formar una baja fuerza de compresión son efectivas para largos periodos de tiempo.
- En casos extremos de pérdidas de circulación puede ser requerido usar píldoras a base de diésel/bentonita.

Para el caso de CTD no existe una sarta de perforación rotatoria como en el caso de la perforación convencional, sino que se tiene una tubería flexible y continua relativamente estática con un motor de fondo encargado de generar el torque en la broca. Por esta razón, el mantener los ripios o cortes en suspensión en el fluido se hace una tarea más compleja y por ellos es necesario diseñar un lodo de perforación que en anular adquiera mayor viscosidad, además es necesario aumentar las tasas de inyección de lodo de perforación para levantar los ripios o cortes que se dificultan mantener en suspensión con la herramienta CTD. El aumento de estas tasas de inyección provoca por tanto que la operación tienda a ser sobre balanceada (overbalance) o por lo menos que mantenga tasas de inyección de lodo relativamente altas en comparación a la perforación convencional. Adicional a este aumento en la presión de inyección es destacable que la reducción en los diámetros de perforación con CT, hacen que la presión en la cara de la formación sea mayor para la misma tasa de inyección. Este tipo de condiciones generara un ambiente formidable para las pérdidas de circulación aún

más si se encuentra en una formación de tipo no consolidada o con formaciones de altas permeabilidades como lo es el caso del campo colorado.

4.2.2 Pega de tubería. Las condiciones que pueden ocasionar la pega de tubería son la pega diferencial, la inestabilidad del hoyo (arcillas/lutitas), protuberancias en la cara del pozo, pega mecánica, entre otras. La pega diferencial es el origen más común de la pega de tubería y sucede normalmente cuando el BHA entra en contacto con una nueva sección expuesta de la formación que aún está tomando el filtrado del lodo. Este fenómeno ocurre a menudo cuando el BHA se detiene por insuficiencia en la transferencia de peso. El “reaming” es la solución usual para este tipo de problemas, que consiste en girar la tubería a bajas RPM mientras se jala o empuja la misma.

Figura 23. Pega de Tubería.



Fuente: S. Ottesen (Mobil Technology Company), S. Benaissa (Baker Hughes Inteq). J. Marti (ENI Tarbes), Down-Hole Simulation Cell for Measurement of Lubricity and Differential Pressure Sticking, Marc 1999

Los desprendimientos en formaciones de lutitas son raros, sin embargo, una vez se dan es de gran dificultad el enfrentarlos, y generalmente las condiciones no mejoran al aumentar el peso del lodo. Las protuberancias en cara de pozo rara vez causan pega de tubería pero esta puede darse en el proceso de introducción al pozo, o en el desmontaje de la misma. La interface lutita/arena en la sección construida es la región donde es más común encontrar las camas de roca. La pega mecánica ocurre cuando una pieza de los ripios se incrusta en el BHA. Algunas recomendaciones para contrarrestar estos problemas se mencionan a continuación:

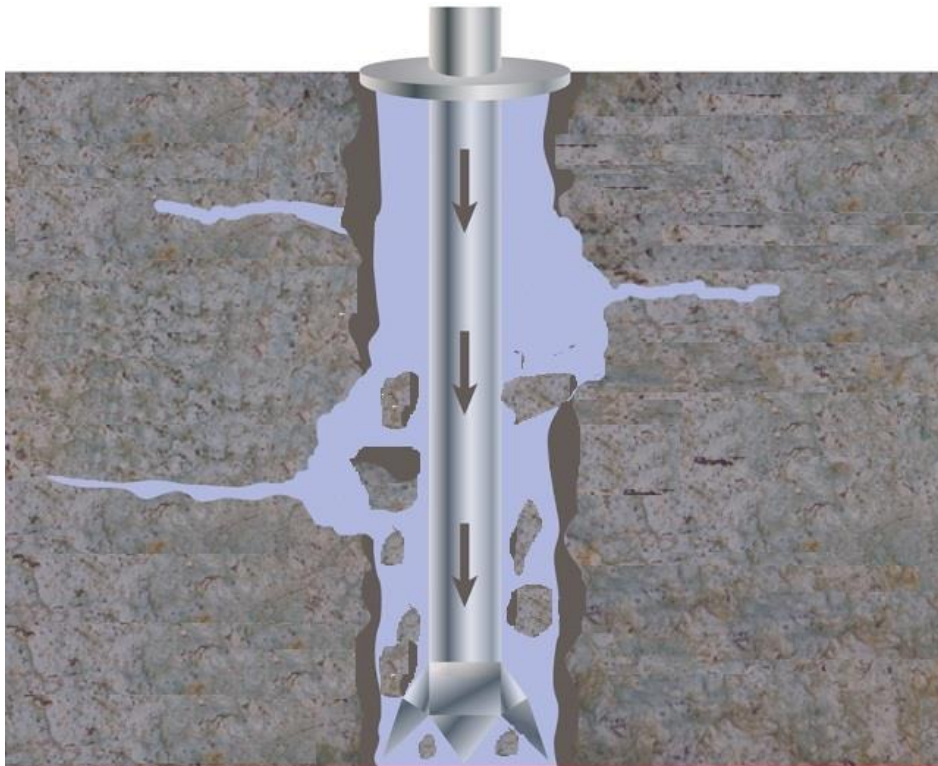
- Una norma a seguir para lidiar con las condiciones de pega es mantener la tubería siempre en movimiento, sin embargo esto puede acortar la vida útil del CT. Además es recomendable también mantener siempre la máxima tasa de bombeo.
- Para la pega diferencial: Se circula a la tasa máxima de bombeo para limpiar ripios y con fluidos sobre balance (overbalance), se trabaja la pega de tubería en incrementos de 20.000 lb hasta generar el máximo jalón. (Generalmente el 80% del esfuerzo de fluencia del CT).

Cuando se perfora sobre balance (overbalance), la presión diferencial puede aumentar la posibilidad de pegues diferenciales en la sarta de perforación o BHA. Esto es particularmente cierto para CTD por varias razones. En primer lugar, las operaciones de CTD se ejecutan en un modo esencialmente tensionado a causa de tensiones residuales en el CT, incluso cuando hay cargas de tracción presentes en la cadena del CT. Esto, unido a la falta de separadores normalmente proporcionados por las conexiones tubería de perforación y su singular inhabilidad para la rotación del CT, genera un aumento en la superficie de la sarta de perforación para un pegue diferencial. La acumulación de sólidos dentro del sistema de fluido de perforación exaspera aún más esta tendencia de pegue. Los datos de campo han demostrado que la eficiencia de la perforación se reduce en

gran medida cuando la carga de sólidos en el fluido de perforación se acerca al 1%.³⁸

4.2.3 Derrumbes. Los derrumbes en la cara del pozo es un problema durante cualquier tipo de perforación y están asociadas a formaciones poco consolidadas o formaciones friables. Este es un problema típico de la perforación en general y es causante de pegas de tubería. Para el CT los derrumbes toman una mayor relevancia debido al problema mencionado anteriormente en el que no se mantiene una buena suspensión de sólidos debido a la no rotación del CT.

Figura 24. Derrumbes.



Fuente: Modificado de OMNI, Underbalanced Drilling 2012, [en línea] <URL: <http://www.omnicompressedair.com/unbalanced-drilling>> [citado octubre 2015]

³⁸ Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower, Sound Coiled-Tubing Drilling Practices, Final Report Houston Texas, September 2001 Y CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005

4.3 ANALISIS TECNICO

Por consiguiente y de acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis de los pozos de correlación, los problemas que se registraron durante la perforación de pozos en el campo colorado hacen la implementación del Coiled Tubing Drilling NO VIABLE. Debido a que los problemas de pérdidas de circulación, pega de tubería y derrumbes son los factores que tiene un mayor impacto sobre un proyecto de perforación con CT. Este tipo de inconvenientes solo pueden ser sorteados bajo la implementación de diferentes tecnologías que en sinergia con el CTD pueden hacer frente a esta clase de problemas encontrados en el Campo colorado.

En vista de los problemas presentados en los pozos en campo Colorado es posible afirmar que la implementación de Coiled Tubing Drilling para perforar nuevos pozos acarrearía más problemas que ventajas con respecto a una perforación convencional en la que se tiene un mejor conocimiento y mayor disponibilidad de equipos para el manejo de este tipo de problemas de pozo.

Es posible solucionar este tipo de problemas si se implementan tecnologías alternativas junto con el CTD, sin embargo la aplicación de dichas tecnologías sobrepasa el alcance de esta tesis investigativa y por tanto no se tienen en cuenta para la conclusión final del proyecto.

Para el análisis de la viabilidad económica se dedujo que al tratarse de un procedimiento técnicamente no viable, no era necesario desarrollar el mismo pues se puede afirmar que los problemas potenciales de la operación encarecerían el proyecto al punto de hacerlo no viable desde el punto de vista económico, por esto, el análisis de la viabilidad técnica marca el final de la investigación que como bien se explicó anteriormente, da como resultado la no viabilidad del proyecto de perforación de pozos nuevo en Campo Colorado con la herramienta Coiled Tubing a causa de la severidad de los problemas operacionales encontrados.

Sin embargo es necesario resaltar que esta herramienta puede acarrear altos costos que solo se ven compensados por la alta eficiencia del proceso y la actividad ininterrumpida del taladro en ausencia de problemas operacionales graves.

5. CONCLUSIONES

- Los problemas que afectan en mayor medida a un proyecto de perforación con CT son las pérdidas de circulación, pegas de tubería y derrumbes. Como pudo observarse son problemas que también afectan a la perforación convencional, sin embargo tienen una mayor repercusión en la perforación con tubería flexible dadas las limitantes de esta tecnología, como las altas tasas de inyección de lodo, la no rotación de la tubería y los diámetros de broca de perforación reducidos.
- La investigación realizada sobre el funcionamiento de una perforación con CT y las condiciones de la formación del campo colorado, llevaron a concluir que la perforación de nuevos pozos en este campo no es viable, puesto que los problemas potenciales son técnicamente más fáciles de solucionar con una perforación convencional de la que ya se tiene un largo registro, buscando por supuesto la optimización de este proceso.
- La no viabilidad técnica del proyecto llevo a omitir el análisis de viabilidad económica de un proyecto de perforación en Campo Colorado. Sin embargo de la investigación realizada se pudo determinar que la implementación del CTD a pesar de ser más costosa, tiene la capacidad de operar a una mayor velocidad, perforando una mayor cantidad de pozos en el mismo tiempo que una perforación convencional, haciendo por esto rentable su utilización cuando los aspectos técnicos lo permiten.

6. RECOMENDACIONES

- Partiendo de la investigación realizada en este proyecto se propone la aplicación de esta tecnología en otros campos petroleros en los que se presenten mejores condiciones de perforación, para que se tenga la viabilidad técnica esperada.
- Se recomienda la realización de un estudio complementario a esta tesis en el que se incluya la aplicación de otras tecnologías, como es el caso de la perforación bajo balance (underbalance) que nos permite operar sin invadir la formación con los fluidos de perforación, evitando así el daño a la formación.
- Se recomienda a la Universidad Industrial de Santander establecer contactos con empresas u organizaciones que proveen este tipo de servicios y están a la vanguardia del desarrollo de nuevas tecnologías para generar un ambiente más propicio de investigación.

BIBLIOGRAFIA

AFANADOR, Carlos Augusto y DELGADO, Luis Eduardo. VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA PERFORACION UNDERBALANCE APLICADA AL CAMPO ESCUELA COLORADO, Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad Ingenierías Fisicoquímicas.

BJ Services Tomball EDC- Training Department, Coiled Tubing Equipment Correspondence Course, Abril 2005

CTES, LP, Coiled Tubing Manual, Conroe Texas 2005

IADC/SPE 156177—A.A. Abdul Rahman, SPE, N.E. Hamzah, SPE, M.S. A. Razak, SPE, and N. Ahmad Fauzi, SPE, PETRONAS CarigaliSdn. Bhd; and J.R. Jenie, SPE, H.E. Hariry, and Y. Chaari, SPE, Schlumberger, Peninsular Malaysia Coiled-Tubing Drilling Case Study: Atypical Approach to an Unconventional Drilling Technique

Ian C. Walton, and Hongren Gu, Schlumberger Dowell, Hydraulics Design in Coiled Tubing Drilling, February 1996

James Myatt, Stephen Lynn, Steven Craig, Stuart Murphy, Pedro Correa, and Tomas Padrón, Baker Hughes, Challenging Conventional Fluid Practices for Coiled Tubing Drilling, March

Larry W. Lake, Robert F. Mitchell. Petroleum Engineering Handbook, Volume II Drilling Engineering. 2006. Capitulo 16: - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations.

MAURER ENGINEERING INC. Coiled Tubing Technology Project to Develop and Evaluate Coiled Tubing and Slim Hole Technology, Houston Texas 1995-1998
Mr. Thomas Williams, Mr. Greg Deskins, Mr. Stephen L. Ward, Mr. Mel Hightower,
Sound Coiled-Tubing Drilling Practices Final Report, Houston Texas, September
2001

PAEZ, Carlos Andrés y VILLAMIL, Ricardo. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL TIPO CASING DRILLING EN CAMPO ESCUELA COLORADO, Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad Ingenierías Fisicoquímicas.

PEH: Coiled-Tubing Well Intervention and Drilling Operations [en línea]
<URL:http://petrowiki.org/PEH%3ACoiledTubing_Well_Intervention_and_Drilling_Operations>

SPE 27433—L.J. Leising and E.A. Rike Jr., Dowell Schlumberger, Coiled-Tubing Case Histories, February 1994

SPE 27879 Love, Berry Petroleum Co., and T.M. Eagle and Sam Adamson, Dowell Schlumberger, Coiled-Tubing Drilling in Kern County, California: A Case Study, March 1994

SPE 28725—S.J. Adamson, Schlumberger Dowell, and A. Rodriguez, Lagoven S.A.; and L.J. Leising, Schlumberger Dowell, SPE members, Coiled Tubing Drilling on Lake Maracaibo, October 1994

SPE 51792 T.G. Byrom, SPE, T.G. Byrom & Assocs, Coiled-Tubing Drilling in perspective, June 1999

WELL FILES, Oficinas Administrativas Campo Escuela Colorado, Ecopetrol en convenio con la Universidad Industrial de Santander. 2006-2015.