

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA COILED TUBING APLICADA AL
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE FLUIDOS EN EL CAMPO ESCUELA
COLORADO**

**VIVIANA KATHERINE ÁVILA NAVARRO
JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA**

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

2014

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA COILED TUBING APLICADA AL
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE FLUIDOS EN EL CAMPO ESCUELA
COLORADO**

**VIVIANA KATHERINE ÁVILA NAVARRO
JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA**

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

**DIRECTOR
Esp. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ**

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

2014

DEDICATORIA

A mi mamá, por apoyarme en todo momento y siempre estar ahí para mí cuando más lo necesito, cuando sufro y cuando rio.

A mi nona, por enseñarme las cosas más importantes de la vida, por cuidarme y por estar conmigo tantos instantes.

A mi hermano, por su cariño y apoyo, porque aunque somos tan diferentes siempre contamos el uno con el otro.

A mi familia, por ayudarnos en el momento que más lo necesitamos y hacer parte de este sueño, porque siempre tuvieron buenos deseos y palabras de aliento.

A todos mis compañeros y amigos, del barrio, del colegio, de la universidad, del trabajo; gracias por tantos buenos momentos.

A todas las personas que me apoyaron o ayudaron en algún momento.

A Juan por ser mi compañero de tesis y parte de mi vida.

VIVIANA KATHERINE ÁVILA NAVARRO

DEDICATORIA

Yo Juan Miranda de la casa Miranda, primero de su nombre, rey de los Ándalos y los Rhoynar y los Primeros Hombres, señor de los siete reinos y protector del trono, quisiera dedicar este trabajo a:

Principalmente a mis padres, quienes tomaron una decisión muy difícil al dejarme ir, y sin embargo se mantuvieron firmes todo el tiempo.

A mis hermanos Antonio y Scotty, y a mi hermana Angélica quienes siempre estuvieron ahí para mí y me recibieron con los brazos abiertos...

Al resto de mi numerosa, cálida y unida familia, quienes me apoyaron en todo momento.

A mis amigos, quienes hicieron de la universidad una gran experiencia llena de risas y buenos recuerdos.

Y por último, a Viviana Katherine Ávila Navarro, porque sin ella este trabajo nunca hubiese sido terminado.

JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director ingeniero César Augusto Pineda Gómez por su inmenso voto de confianza, por su tiempo, recomendaciones, buenas enseñanzas y por aportar a nuestro crecimiento personal.

Al departamento de producción del Campo Escuela Colorado por su colaboración y buena disposición al facilitarnos los datos necesarios para la realización de este proyecto.

Al ingeniero Fernando Enrique Calvete González, quien nos apoyó y brindó las sugerencias para lograr el mejoramiento del trabajo.

Al ingeniero Erik Montes, por sus consejos y enseñanzas que nos fueron de gran ayuda para la culminación de este libro.

Finamente, a todas las personas que contribuyeron de una u otra forma con la realización de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	20
1. TECNOLOGÍA COILED TUBING	22
1.1 HISTORIA Y DESARROLLO.....	22
1.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	25
1.3 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA.....	39
1.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES.....	44
1.5 PRINCIPALES PROVEEDORES	46
2. COILED TUBING PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE FLUIDOS	49
2.1 COILED TUBING IMPLEMENTADA AL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	49
2.1.1 Diseño básico del Sistema.....	50
2.1.1.1 Equipo de fondo de pozo	52
2.1.1.2 Equipo de Superficie	54
2.1.2 Caso histórico	55
2.1.3 Beneficios potenciales	59
2.1.4 Consideraciones para su implementación	60
2.2 COILED TUBING IMPLEMENTADA AL SISTEMA DE GAS LIFT ...	60
2.2.1 Diseño básico del sistema	61
2.2.1.1 Equipo de fondo de pozo	61
2.2.1.2 Equipo de superficie.....	65
2.2.2 Caso histórico	66
2.2.3 Beneficios potenciales	70
2.2.4 Consideraciones para su implementación	71
2.3 COILED TUBING IMPLEMETADA AL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	72

2.3.1	Diseño básico del sistema	75
2.3.1.1	Equipo de fondo de pozo	75
2.3.1.2	Equipo de superficie.....	77
2.3.2	Caso histórico	79
2.3.3	Beneficios potenciales	85
2.3.4	Consideraciones para su implementación	87
3.	ZONA DE ESTUDIO: CAMPO ESCUELA COLORADO.....	88
3.1	GENERALIDADES	88
3.1.1	Ubicación geográfica	88
3.1.2	Reseña histórica	89
3.1.3	Geología básica.....	91
3.2	LOCALIZACIÓN DE POZOS Y VÍAS DE ACCESO	93
3.3	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO	96
3.4	PRODUCCIÓN Y ESTADO DE LOS POZOS.....	97
4.	DISEÑO CONCEPTUAL DEL PILOTO.....	101
4.1	SELECCIÓN DEL SISTEMA	101
4.2	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	103
4.2.1	Criterios de Selección.....	104
4.2.2	Diagrama de flujo.....	106
4.3	DESCRIPCIÓN DEL PILOTO.....	115
4.3.1	Características del pozo COL 03	115
4.3.2	Diseño del CTRS para el pozo COL 03.....	122
4.3.2.1	Bomba de subsuelo.....	122
4.3.2.2	Sarta de tubería flexible	124
4.3.2.3	Parámetros operacionales	134
4.3.3	Especificaciones técnicas del equipo a instalar	143
4.3.4	Plan de trabajo para la instalación de equipos	153
4.3.4.1	Operaciones previas	153
4.3.4.2	Programa de instalación.....	154
4.3.5	Procedimiento de operación	156

4.3.6	Condiciones de producción esperadas.....	157
4.3.6.1	Arrastre de partículas sólidas.....	157
4.3.6.2	Conservación de la temperatura	161
4.3.6.3	Planteamiento de escenarios	163
4.3.6.4	Declinación de la producción	165
5.	ANÁLISIS FINANCIERO.....	169
5.1	INVERSIÓN INICIAL.....	170
5.2	FLUJO DE CAJA	170
5.3	INDICADORES FINANCIEROS	172
5.3.1	Valor presente neto	172
5.3.2	Tasa interna de retorno.....	173
5.3.3	Tiempo de repago simple o Payback.....	174
5.3.4	Relación Beneficio Costo.....	174
5.4	EVALUACIÓN DEL PROYECTO PILOTO.....	175
5.4.1	Escenario 2.....	179
5.4.2	Escenario 3.....	182
5.4.3	Análisis de resultados.....	184
	CONCLUSIONES.....	185
	RECOMENDACIONES.....	187
	BIBLIOGRAFÍA.....	188
	ANEXOS.....	193

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Unidades de CT alrededor del mundo 1999 - 2013	25
Figura 2. Unidades terrestres de CT	26
Figura 3. Unidades marítimas de CT	27
Figura 4. Unidad de Coiled Tubing	28
Figura 5. Carrete de servicio	30
Figura 6. Radios recomendados para el arco guía.	32
Figura 7. Vista transversal del inyector	33
Figura 8. Esquema de un tablero de control	35
Figura 9. Equipo de control de pozo	36
Figura 10. Versiones de los diferentes sistemas de CT-ESP	51
Figura 11. Equipo de fondo de pozo	53
Figura 12. Cable de alimentación dentro de CT.....	54
Figura 13. Equipo de Superficie del CT-ESP	55
Figura 14. Completamiento con CT-ESP del pozo A	58
Figura 15. Configuración del sistema CTGL en fondo	63
Figura 16. Válvula de gas lift enrollable	64
Figura 17. Esquema del Coiled Tubing Hanger	66
Figura 18. Equipo de superficie del CTGL en un pozo del campo Belridge..	69
Figura 19. Producción antes y después de la conversión a CTGL	70
Figura 20. Perfil de flujo con bombeo mecánico convencional	73
Figura 21. Distribución de esfuerzos de contacto	75
Figura 22. Configuración en fondo del sistema convencional y el CTRS.....	76
Figura 23. Producción en un sistema convencional y con CTRS.....	76
Figura 24. Sistema CTRS	78
Figura 25. Producción del pozo EG-304 antes y después del CTRS.....	80

Figura 26. Pozo EG-304	81
Figura 27. Pozo LP-1079	83
Figura 28. Pozo PT-88.....	84
Figura 29. Ubicación del Campo Escuela Colorado.....	88
Figura 30. Producción histórica del Campo Colorado 1945-2003.....	90
Figura 31. Producción mensual del Campo Colorado 2006-2012.....	91
Figura 32. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM	92
Figura 33. Modelo geológico Campo Escuela Colorado	94
Figura 34. Mapa de vías de Campo Escuela Colorado.....	95
Figura 35. Análisis SARA crudo del Campo Colorado.....	96
Figura 36. Beneficios de cada sistema en los casos aplicados.	102
Figura 37. Diagrama de flujo.....	107
Figura 38. IPR del pozo muestra	114
Figura 39. Ubicación del pozo COL 03	116
Figura 40. Historial de producción anterior COL 03	117
Figura 41. Estado mecánico actual del pozo COL 03	118
Figura 42. Prueba Echometer COL-03	120
Figura 43. IPR del pozo COL 03	120
Figura 44. Curva de oferta y demanda para el pozo COL 03	121
Figura 45. Comparación de la vida útil para varias sartas de CT.....	133
Figura 46. Diagrama de Goodman modificado según Parameswaran.....	142
Figura 47: Diagrama de Goodman según Parameswaran para CT90	143
Figura 48. Unidad de Coiled Tubing	144
Figura 49. Bomba RHBC	147
Figura 50. Conector externo de agujeros.....	148
Figura 51. Esquema del CTRS en superficie para el pozo COL 03	151
Figura 52. Estado mecánico del pozo COL 03 con el sistema CTRS	152
Figura 53. Caudal crítico vs tamaño de partícula tubing de 2 7/8 in	159
Figura 54. Tamaño de partícula arrastrado por el nuevo sistema.....	160
Figura 55. Escenarios planteados.....	164

Figura 56. Producción de Aceite del pozo COL 03	166
Figura 57. Tendencia de la producción del pozo COL 03	167
Figura 58. Declinación de la producción COL 03.....	168
Figura 59. Flujo de caja para el Escenario 1	178
Figura 60. Payback para el Escenario 1	178
Figura 61. Flujo de caja para el Escenario 2.....	181
Figura 62. Payback para el Escenario 2	181
Figura 63. Flujo de caja para el Escenario 3.....	183
Figura 64. Payback para el Escenario 3	183

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de las arenas productoras.....	97
Tabla 2. Pozos Activos - Produciendo	98
Tabla 3. Pozos Activos - Intermitentes.....	98
Tabla 4. Pozos Inactivos - Esperando equipo de varilleo/W.O.	99
Tabla 5. Pozos Abandonados	100
Tabla 6. Pozos preseleccionados	109
Tabla 7. Historial de trabajos a pozos preseleccionados	110
Tabla 8. Rangos de aplicación del modelo de Pérez y Kelkar	112
Tabla 9. Valores constantes según la técnica de cañoneo	113
Tabla 10. Datos para determinar el IPR - COL 27	114
Tabla 11. Producción de pozos candidatos después del último trabajo.....	115
Tabla 12. Descripción de zonas productoras - COL 03	119
Tabla 13. Prueba de flujo y datos del cañoneo COL 03.....	119
Tabla 14. Pruebas de flujo del pozo COL 03	121
Tabla 15. Datos del pozo COL 03.....	123
Tabla 16. Propiedades del Coiled Tubing CT90	129
Tabla 17. Tiempo de vida útil para CT 1 1/4" CT80	131
Tabla 18. Tiempo de vida útil para CT de 1 1/4" con espesor de 0,156 in..	132
Tabla 19. Tiempo de vida útil para CT 1 1/2" CT90	132
Tabla 20. Tiempo de vida útil según la longitud para varios CT.....	133
Tabla 21. Especificaciones del Coiled Tubing	144
Tabla 22. Especificaciones de la Unidad de Coiled Tubing	145
Tabla 23. Especificaciones de la bomba de fondo.....	146
Tabla 24. Especificaciones del conector externo de agujeros	149
Tabla 25. Especificaciones de la barra hueca	150

Tabla 26. Especificaciones de la manguera de alta presión	151
Tabla 27. Producción de aceite por mes - Pozo COL 03	165
Tabla 28. Datos de producción estabilizados	167
Tabla 29. Opex para Campo Escuela Colorado	175
Tabla 30. Inversión para trabajo de reacondicionamiento	176
Tabla 31. Análisis económico del Escenario 1	177
Tabla 32. Indicadores financieros para el Escenario 1	178
Tabla 33. Inversión para la instalación del CTRS	179
Tabla 34. Análisis económico del Escenario 2.....	180
Tabla 35. Indicadores económicos del Escenario 2.....	181
Tabla 36. Análisis económico para el Escenario 3.....	182
Tabla 37. Indicadores económicos para el escenario 3.....	183
Tabla 38. Comparación de indicadores financieros	184

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA COILED TUBING APLICADA AL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE FLUIDOS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO*.

AUTORES: VIVIANA KATHERINE ÁVILA NAVARRO
JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA**

PALABRAS CLAVE: Coiled Tubing, Levantamiento artificial, Campo Escuela Colorado, Análisis financiero.

DESCRIPCIÓN:

La tubería flexible o Coiled Tubing, es una herramienta muy versátil que se ha implementado con éxito en varios campos relacionados con la industria del petróleo. Sus aplicaciones van desde perforación hasta trabajos de estimulación y recientemente la producción de hidrocarburos. El Campo Escuela Colorado es un campo maduro y con bajo potencial de producción, con problemas producidos más que todo por la precipitación de las parafinas que se encuentran en el crudo, y que debido a esto, varios pozos se encuentran inactivos al requerir de trabajos de reacondicionamiento frecuentemente.

Este proyecto tiene como objetivo principal estudiar la manera en la que se puede utilizar el Coiled Tubing como un complemento en los sistemas de levantamiento artificial de fluidos y en qué manera éste puede ser implementado para mejorar la producción en el Campo Escuela Colorado al manejar los problemas de parafinas o facilitar los trabajos de reacondicionamiento. Para esto se diseñó un proyecto piloto que permitiera seleccionar los pozos candidatos a ser beneficiados por la aplicación de un sistema asistido por tubería flexible para el caso particular del campo. Cada sistema de levantamiento que emplea esta tecnología, debió ser estudiado para identificar los beneficios que puede traer al ser implementado así como sus limitaciones y consideraciones para su aplicación.

Este estudio es evaluado con la ayuda de un análisis financiero y a partir de varios indicadores se establece la viabilidad que tiene la implementación de la tecnología para generar un incremento en la producción o reducir los costos de operación en diferentes escenarios planteados.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Esp. César Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF COILED TUBING TECHNOLOGY APPLIED TO ARTIFICIAL LIFT OF FLUIDS IN THE COLORADO SCHOOL-FIELD*.

AUTHORS: VIVIANA KATHERINE ÁVILA NAVARRO
JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA**

KEY WORDS: Coiled Tubing, Artificial lift, Colorado School-Field, Financial analysis.

DESCRIPTION:

Coiled Tubing is a versatile tool that has been implemented successfully in several areas in the oil industry. Its applications range from drilling to stimulations and oil production. Colorado School Field is classified as a mature oilfield with a low potential of production, with problems caused mostly for precipitation of paraffin found in the oil, and because of this, several wells are inactive and requiring workovers quite often.

This project has as main objective to study the way in that is possible to use Coiled Tubing as a complement for artificial lift systems and how it can be implemented to improve the oil production in Colorado School Field, handle paraffins problems or facilitate workovers. For this purpose, a pilot project was designed and it will evaluate wells that may be profited by the application of a Coiled Tubing assisted system. Each artificial lift system assisted by this technology, should be studied to identify benefits it can bring while is implemented, as well as its limitations and considerations.

This investigation is evaluated with a financial analysis, using various economic indicators, is established the feasibility of implementing the technology to generate increases in production or decreases in operating costs in several production scenarios.

* Degree Project

** Faculty of Physicochemical Engineerings. School of Petroleum Engineering. Director: Esp. Cesar Augusto Pineda Gomez.

INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado se ha visto afectado considerablemente a lo largo de toda su vida productiva por la precipitación de compuestos orgánicos, principalmente parafinas. Al extraerse, el crudo experimenta una disminución de temperatura, lo que hace que estos componentes se solidifiquen, se separen de la mezcla de crudo y se adhieran a las paredes de la tubería de producción, ocasionando taponamientos. Hasta el momento los métodos empleados para mitigar este problema son la inyección de químicos, tratamientos térmicos y operaciones de varilleo, pero al ser un problema tan recurrente en este campo, se deben buscar cada vez mejores formas de combatirlo.

La tecnología Coiled Tubing - CT se ha empleado exitosamente en diversas áreas de la industria del petróleo a nivel mundial, particularmente en la estimulación de pozos, el fracturamiento hidráulico, y recientemente en el levantamiento artificial de fluidos; en todas ellas ha demostrado ser una herramienta versátil y económica, gracias a su capacidad para ser corrida y extraída del pozo sin las limitaciones propias del dimensionamiento de unidades como las de workover.

En el contexto del levantamiento artificial, un equipo de CT puede emplearse como complemento en un sistema de bombeo mecánico¹ o con una sarta concéntrica,² para posibilitar el drenaje de un pozo con restricciones de flujo generadas por la presencia de sólidos que puedan obstaculizar el

¹ FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Texas, USA. Abril, 2002.

² PINEDA, R., TAGGART, M., SMITH, S., ABABOU, M., SPE, Baker Hughes Inc. A Chronological Review of Concentric Coiled Tubing Vacuum Technology: Past, Present and Future. Texas, USA. 26-27 de Marzo, 2013.

funcionamiento continuo de las unidades. Esta situación es precisamente la que se presenta con mayor regularidad en la operación del Campo Escuela Colorado, campo maduro con más de sesenta años de producción, pozos de muy bajo potencial y con restricciones en el flujo a superficie, causadas principalmente por la precipitación y depositación de sólidos orgánicos que reducen la eficiencia de las unidades de bombeo mecánico existentes.

De acuerdo con lo anterior, el CT representa una alternativa para optimizar la producción, dadas las condiciones de este campo; por ser una tecnología con el potencial para reducir el tiempo y los costos inherentes a trabajos de reacondicionamiento y asociados a la producción diferida.³ En consecuencia, este proyecto tiene como objetivo general valorar la implementación de este tipo de sistema en el Campo Escuela Colorado, mediante un análisis técnico-financiero a nivel de un piloto. Para facilitar el acceso al informe del proyecto, se definieron cinco secciones, así:

En el primer capítulo se describen los aspectos más relevantes de la tecnología CT; en el segundo, se presenta las diversas versiones del CT aplicadas al levantamiento artificial de fluidos, y se muestran las oportunidades y limitaciones de su aplicación en pozos de bajo potencial y con precipitación de sólidos orgánicos.

En el tercer y cuarto capítulo, se integran una descripción detallada del Campo Escuela Colorado y se identifican los pozos candidatos para la construcción de un piloto. Finalmente, en el quinto capítulo, se valora el potencial de la tecnología a partir del análisis técnico y financiero del proyecto piloto, para el que también se diseña un procedimiento de instalación y operación.

³ FLORES ÁVILA F.S., et al. Using Coiled Tubing as Sucker Rods for SRP. Texas, USA. 2012.

1. TECNOLOGÍA COILED TUBING

1.1 HISTORIA Y DESARROLLO

En la actualidad, la unidad de tubería flexible o Coiled Tubing ha evolucionado hacia un tipo de unidad portátil, compacta y eficiente que elimina el problema de armar y desarmar conexiones que entran o salen del pozo. En una unidad de tubería flexible se usan longitudes continuas de tubería de tamaños variados que se almacenan en un carrete, cuya longitud es usualmente suficiente para alcanzar la profundidad total del pozo.⁴

Los orígenes de la tecnología de tubería flexible, se remontan al proyecto PLUTO, acrónimo de Pipe Lines Under The Ocean, un plan secreto concebido durante la Segunda Guerra Mundial por ingenieros británicos para transportar combustible desde Inglaterra a varios puntos de la costa de Francia y abastecer a los ejércitos aliados mediante líneas situadas bajo el Canal de la Mancha.⁵ Las secciones de tubería se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes y se conducían con embarcaciones. El éxito de fabricación y enrollado de una tubería flexible estableció las bases para el futuro desarrollo y utilización de esta tubería en la industria del petróleo.

El primer cabezal de inyección operaba bajo el principio de dos cadenas verticales que rotaban en direcciones contrarias, diseño que se utiliza todavía en la mayoría de las unidades de CT y que fue desarrollado por la Bowen

⁴ WELL CONTROL SCHOOL. Capítulo 15: Tubería flexible. Luisiana: WCS, 2003. 1 p.

⁵ WRIGHT TR JR Y SAS-JAWORSKY II A. World Oil's Coiled Tubing Handbook. Texas: Gulf Publishing Co, 1998. 7 p.

Tools a comienzos de la década de 1960 para el despliegue de antenas de radio en la superficie del océano, desde submarinos sumergidos hasta 600 pies de profundidad. Inicialmente la tubería enrollada se fabricaba con secciones de 50 pies, soldados en sus extremos hasta alcanzar una longitud de sarta de 15.000 pies, enrollada en un carrete de 9 pies de diámetro, el cual incluía una campana con una unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la tubería flexible.

No obstante, los aceros con bajo límite elástico y las numerosas soldaduras requeridas para fabricar tuberías continuas no podían tolerar los repetidos ciclos de flexión y las grandes cargas de tracción. Las fallas de las soldaduras, los desperfectos de los equipos y las operaciones de pesca necesarias para recuperar la tubería flexible perdida, hicieron que los operadores perdieran confianza en esta tecnología.

Entre las décadas de 1960 y 1970, las compañías de fabricación, Bowen Tools, Brown Oil Tools, Uni-Flex Inc., Hydra Rig Inc. y Otis Engineering, continuaron logrando mejoras en los equipos CT y en los cabezales inyectoros. Estos cambios permitieron la utilización de tuberías flexibles de mayor diámetro a mayores profundidades de trabajo, mejoraron el desempeño y redujeron la cantidad de fallas del equipo de superficie.

El comienzo de la década de 1980 constituyó un punto de inflexión para la tubería flexible, que hasta ese momento se formaba en secciones de 1.500 pies. El mejoramiento de la calidad de fabricación y la formación continua permitieron la fabricación de tubos de $1\frac{1}{4}$ pulgadas de diámetro externo. Además, Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia para la tubería flexible, lo que permitió la elaboración de tubería flexible de $1\frac{1}{2}$ y $1\frac{3}{4}$ pulgadas de diámetro exterior.

En 1983, Quality Tubing Inc. comenzó a utilizar láminas de acero japonés de 3.000 pies para reducir la cantidad de soldaduras requeridas en un 50%. Más adelante, esta misma compañía introdujo la soldadura inclinada para eliminar las soldaduras a tope. Así mismo, el mejor conocimiento de la fatiga de la tubería flexible permitió la introducción de mejoras en la confiabilidad y el desempeño de las tuberías.

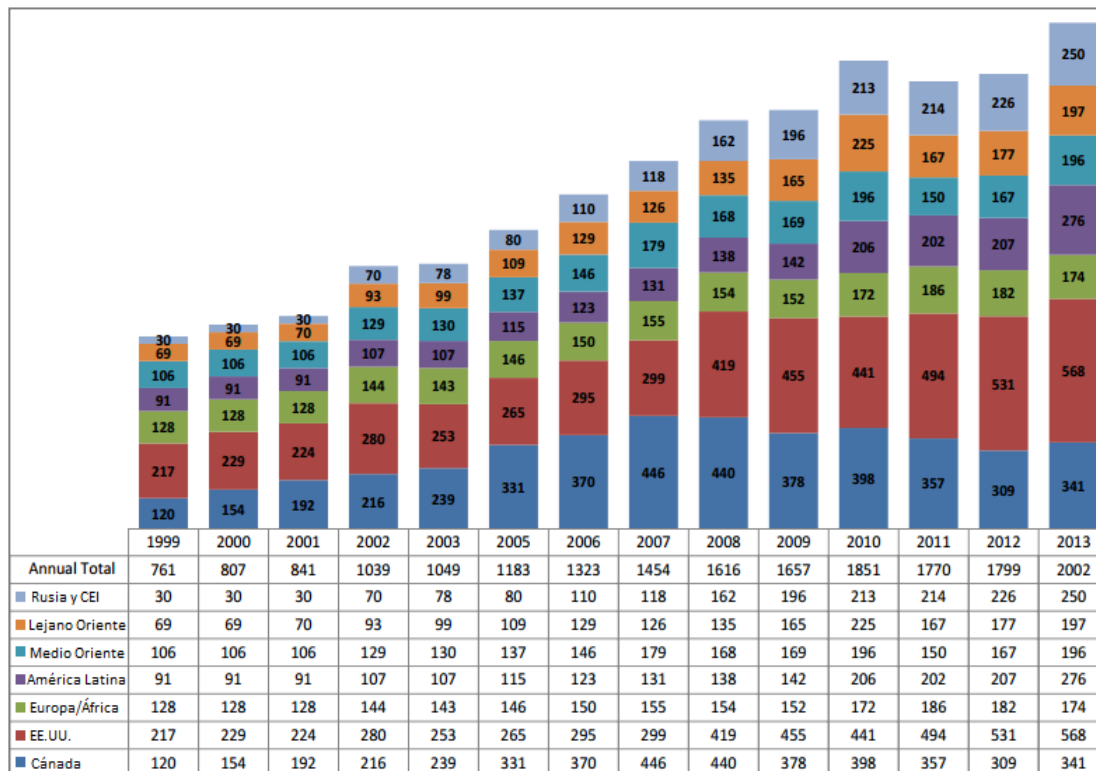
En 1990, se fabricó la primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas para la terminación permanente de un pozo. Inmediatamente después de este evento, los proveedores comenzaron a fabricar tuberías con diámetros exteriores de $2\frac{3}{8}$, $2\frac{5}{8}$, $2\frac{7}{8}$, $3\frac{1}{2}$ y $4\frac{1}{2}$ pulgadas para aplicaciones de servicios de pozos. En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 90, 100, 110 y 120 Kpsi, y aleaciones resistentes a la corrosión. La disponibilidad de aceros de mayor resistencia y diámetros más grandes junto con la necesidad de reducir los costos, fueron factores clave que subyacieron la revolución CT de la década de 1990 y que posteriormente generaron un aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos.⁶

Hoy en día, es usual que las sartas de CT estén formadas por tubería fresada que no requiere soldaduras, en contraste con las elaboradas inicialmente que partían de la unión de una gran cantidad de láminas para alcanzar la longitud final; adicionalmente, los diámetros de las tuberías han seguido aumentando para mantenerse al paso con los requisitos de resistencia asociados con las nuevas demandas del mercado. Es claro que la industria de CT ha continuado haciendo avances que han abierto nuevos mercados para la utilización de la tecnología. Este progreso ha servido para hacer de ésta una solución aún más atractiva en diversas aplicaciones.

⁶ AFGHOUL, A., et al. (2004). Coiled Tubing: The Next Generation. En: Oilfield Review: Spring 2004. Texas, USA. 42 p.

El número de unidades de tubería flexible (CT) ha aumentado constantemente durante la última década, llegando a total de 2002 unidades a finales del 2013 frente a 761 al concluir el año 1999, un incremento medio del 5% cada año. La siguiente gráfica presenta el número de unidades adquiridas cada año alrededor del mundo.

Figura 1. Unidades de CT alrededor del mundo 1999 - 2013



Fuente: Intervention and Coiled Tubing Association.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

El término Coiled Tubing se traduce literalmente como tubería enrollada y se refiere a cualquier producto tubular de pequeño diámetro y gran longitud fabricado de manera continua; sin embargo, genéricamente se denomina de igual manera a la unidad como tal, la cual incluye el equipo de superficie

relacionado. La unidad de CT es un sistema de servicio portátil con fuerza motriz hidráulica, diseñado para insertar y recuperar una sarta continua de tubería en el pozo, generando una optimización en las operaciones.

La configuración de un equipo de CT es función del ambiente de trabajo, por lo que se han diseñado varios tipos de unidades según el escenario en que se empleará.

- Terrestre: Camiones convencionales para vías en áreas operativas, camiones con doble tracción y unidades con mástil para zonas especiales como las desérticas y árticas.

Figura 2. Unidades terrestres de CT



Fuente: SCHLUMBERGER. Introducción a los equipos de tubería flexible para ingenieros de nuevo ingreso [Diapositivas]. 2012.

- Marítimo: Unidades separadas de tipo modular que se transportan hasta el área de trabajo y unidades montadas fijamente en barcasas o plataformas móviles.

Figura 3. Unidades marítimas de CT



Fuente: SCHLUMBERGER. Introducción a los equipos de tubería flexible para ingenieros de nuevo ingreso [Diapositivas]. 2012.

En cualquier configuración de una unidad de CT, la tubería flexible es insertada en el pozo, en un proceso monitoreado desde la cabina de control, esta se desenrolla del carrete y pasa por el cuello de cisne, a través del cabezal de inyección y del equipo de control de pozo impulsada por el conjunto de potencia.⁷ Es así como, cada uno de estos elementos cumple una función vital para llevar a cabo las actividades estándar en campo. Los componentes básicos de la unidad de CT pueden observarse en la Figura 4 y a continuación son descritos específicamente.

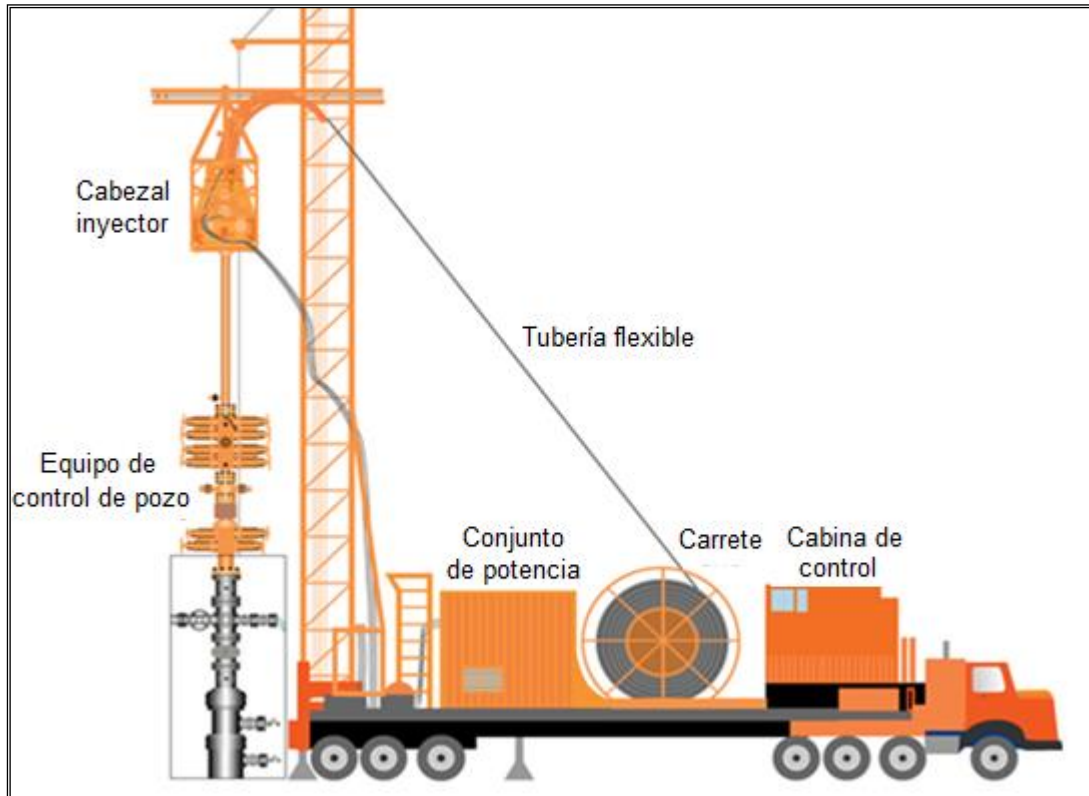
a) Tubería flexible

La tubería flexible es una tubería electro-soldada, fabricada con una costura longitudinal única, formada por soldadura de inducción de alta frecuencia, sin adición de metal de relleno, lo cual se logra mediante un proceso de fresado que desbasta la sarta al diámetro exterior requerido y la lleva a las tolerancias de redondez.⁸

⁷ INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, ICoTA. An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits. Longview, Texas. 2005.

⁸ WELL CONTROL SCHOOL, op. cit., 4 p.

Figura 4. Unidad de Coiled Tubing



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

En cuanto al material de fabricación, el acero al carbón convencional es más que adecuado para cumplir los requerimientos en la mayoría de las operaciones en campo. Para casos especiales, suelen fabricarse sartas de tubería flexible con baja aleación de carbón, ya que se logra tener una tubería con baja resistencia, alta ductilidad y alta resistencia al H₂S. Sin embargo, para pozos con ambientes altamente corrosivos y abrasivos, la generación de esta tubería en otros materiales ha tenido lugar en los últimos años; se han desarrollado aleaciones como el QT-16Cr, HS-80 CRA y se han realizado investigaciones sobre el titanio.⁹ Y pese a que en algunos casos se justifica su uso, el alto costo de estos materiales ha limitado severamente su uso.

⁹ PAREKH, R. y DESAI, K. Coiled Tubing as A Sucker Rod As Well as Production String in Dual Zone Completion. Manama, Bahrain, 10-13 Marzo de 2013. SPE 164316.

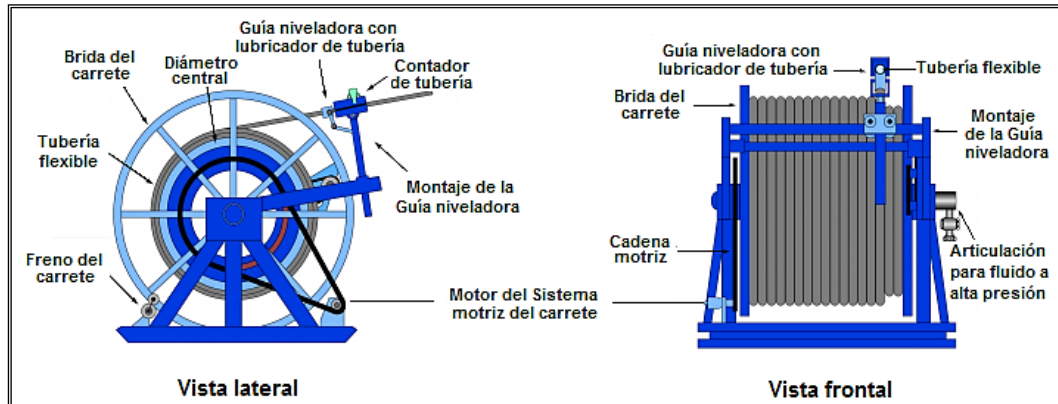
Durante su vida útil, una sarta de tubería continua está sometida a factores como: la fatiga por doblado, carga de presión interna, carga axial aplicada, corrosión y daños mecánicos. Generalmente se considera a la fatiga como el principal factor individual para determinar la vida útil de trabajo de la tubería flexible; el despliegue y la recuperación de la sarta de tubería, requiere que el tubo sea sujeto a repetidos eventos de dobladura y enderezamiento, a los que comúnmente se hace referencia como el ciclo del doblado. La magnitud de la tensión impuesta sobre el cuerpo de la tubería durante el ciclo de dobladura se considera enorme. Al someter la tubería flexible a este tipo de ciclos de fatiga, las fallas por fluctuaciones de tensión y estiramiento, podrían ser calculadas adecuadamente usando los enfoques de fatigas multiaxiales para la predicción de la vida útil.¹⁰

b) Carrete

El carrete sirve como un mecanismo de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones. El extremo interno de la unidad, está conectado a través del segmento hueco del núcleo del carrete, a una articulación giratoria de alta presión montada directamente en el núcleo. Esta articulación giratoria, está asegurada a una sección estacionaria de la tubería que está luego conectada al sistema de bombeo de fluido o gas. En consecuencia pueden mantenerse el bombeo y la circulación continuos durante el trabajo. Típicamente, se provee una válvula de cierre de alta presión entre la tubería y el núcleo del carrete para usarla en caso de emergencia para aislar la tubería de las líneas de bombas de superficie. El carrete debe tener un mecanismo para evitar el movimiento accidental de rotación del tambor, cuando se requiere esta condición.

¹⁰ WELL CONTROL SCHOOL, op. cit., 5 p.

Figura 5. Carrete de servicio



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

La rotación del carrete de servicio se controla mediante un motor hidráulico que puede estar montado en el bloque del carrete para dar tracción directa, o puede ser operado por el conjunto motor de cadena y rueda dentada. Este motor se usa para mantener una tracción constante en la tubería, manteniendo en consecuencia la tubería envuelta y ajustada sobre el carrete. Durante la inyección de la tubería, se mantiene una ligera contra presión en el motor del carrete para permitir que el inyector desenvuelva la tubería del carrete, manteniendo la tubería en tensión entre el inyector y el carrete.

Cuando se recupera tubería del pozo, la presión del motor del carrete se incrementa para permitir la rotación del carrete de manera que se mantenga a la par con la velocidad de extracción del inyector de tubería. Si el equipo no se halla en operación, el extremo de la tubería flexible debe sujetarse perfectamente para evitar que se produzcan golpes de látigo. También debe incluirse un sistema de frenos que se activa hidráulicamente, cuya función es detener la rotación del tambor si ocurre algún daño en la tubería entre el carrete y el inyector, o ante una situación de movimiento descontrolado.¹¹

¹¹ WELL CONTROL SCHOOL, op. cit., 5 p.

c) Arco guía de tubería

Sobre el cabezal inyector está ubicado el arco guiador de tubería, también llamado cuello de cisne soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado y guía la tubería flexible del carrete hacia las cadenas inyectoras.

El conjunto del arco guía, incluye una serie de rodillos o cojines para soportar la tubería y también una fila de rodillos superiores para centrar la tubería flexible a medida que viaja sobre el arco guía. El número, tamaño, material y espaciamiento de los rodillos puede variar significativamente, según los diferentes diseños de arcos guía de tubería. El radio del arco guía de tubería se define como el radio de curvatura del eje central de los rodillos inferiores; API estableció los rangos de tamaño del radio de acuerdo con el diámetro de tubería, los cuales se muestran en la Figura 6.

d) Inyector

El cabezal inyector es el encargado de sostener la tubería, y de proporcionar la fuerza necesaria para correrla y extraerla del pozo. Éste está diseñado para cumplir las siguientes funciones:

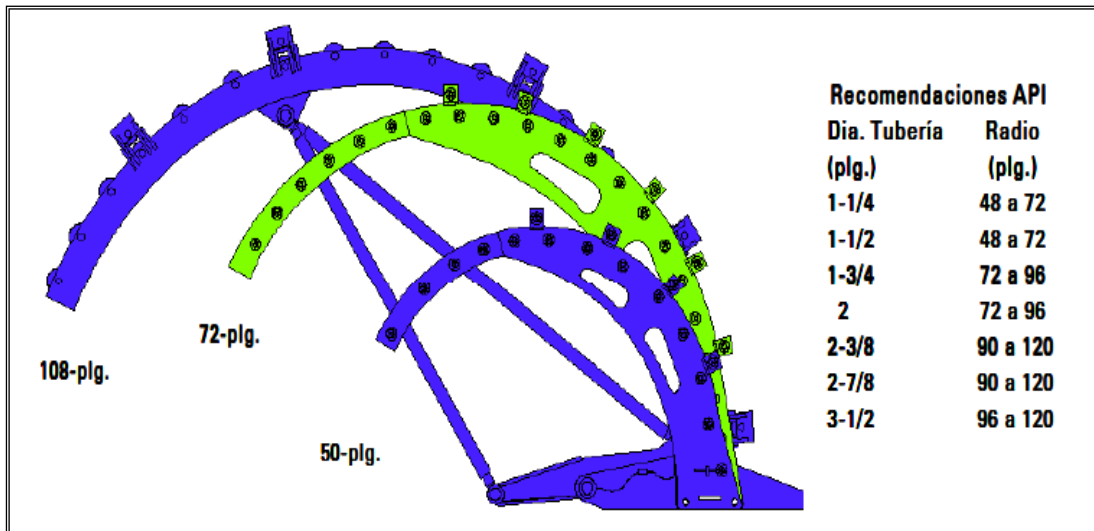
- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería en el pozo contra la presión y la fricción.
- Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerarla a la velocidad de operación, cuando se esté extrayendo del pozo.

La cabeza inyectora manipula la sarta de tubería flexible, mediante un mecanismo de empuje que consiste de dos cadenas de tracción, conducidas por un aro dentado impulsado por motores hidráulicos.

Estos bloques de agarre están diseñados para minimizar el daño a la tubería flexible y deben ser fabricados para ajustar la circunferencia de la sarta de tubería flexible, o acabados para acomodar tamaños variables de diámetros externos de tubería flexible. El conjunto de tracción de cadenas, opera bajo el principio de la fricción moderada.

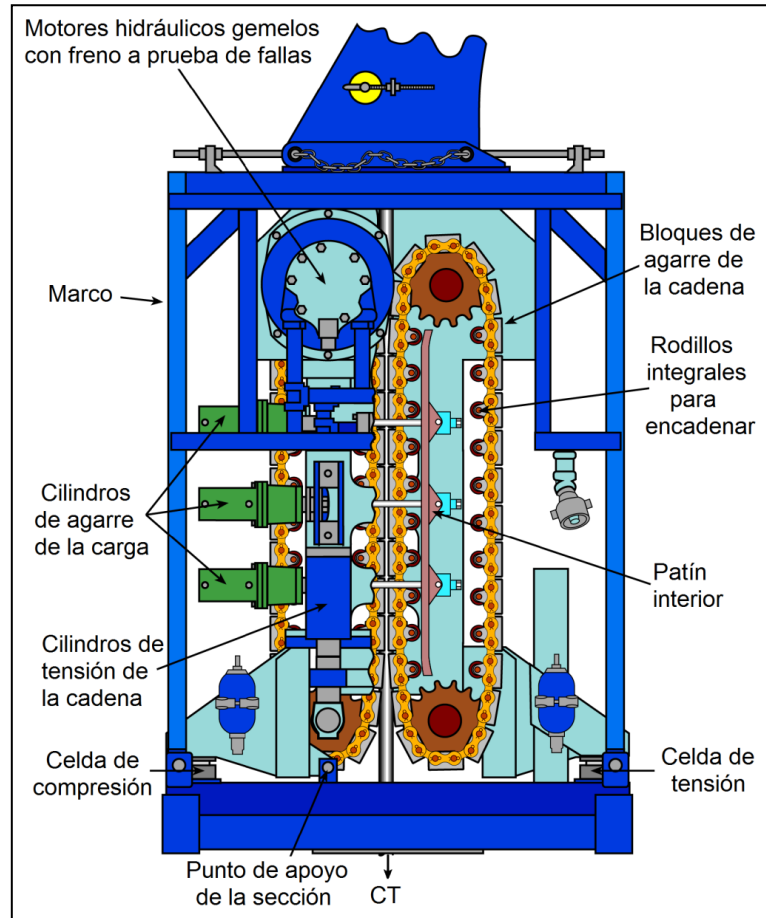
La tubería flexible está cargada por bloques de agarre opuestos con suficiente fuerza normal aplicada de manera que las fuerzas de fricción resultantes en los bloques de agarre, sean mayores que las cargas axiales de la tubería (tensión o compresión) y menores que la fuerza requerida para colapsar el tubo.

Figura 6. Radios recomendados para el 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.: il. (API RP 5C7).

Figura 7. Vista transversal del inyector



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

e) Conjunto de potencia

El conjunto de potencia es el encargado de suministrar la energía hidráulica o eléctrica a todo el equipo de Coiled Tubing. La mayoría son movidas 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 requerida

mediante mangueras de alta presión para operar todos los componentes del equipo de tubería flexible. Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener activos todos los sistemas en caso de que fallara el motor. El sistema está diseñado de tal forma, que permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a las partes eléctricas y al sistema de alumbrado. Además la unidad de potencia cuenta con un compresor, requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad como la bomba que acciona el stripper, conjunto para la lubricación de las cadenas del cabezal inyector y el sistema de arranque del motor¹².

f) Control y monitoreo del equipo

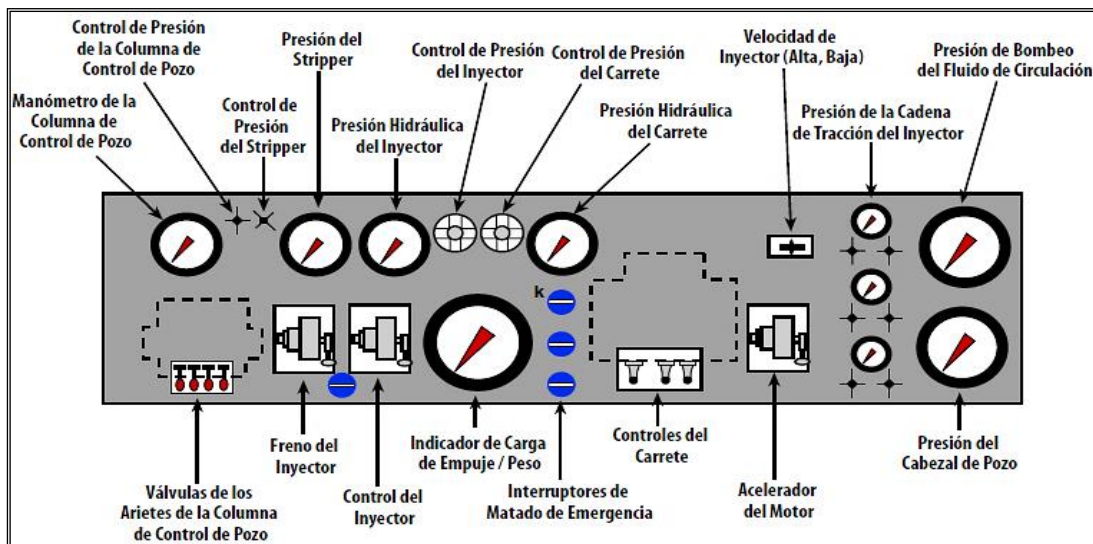
Normalmente todos los controles están posicionados en una consola remota. Un diagrama simplificado de un tablero de control, se ve más adelante en la figura 8. El conjunto de la consola está completo con todos los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso y puede estar montado en un patín para uso costa fuera o permanentemente montados como ocurre con las unidades de tierra. La consola montada en un patín, puede estar colocada donde se necesite en el sitio del pozo, según la voluntad del operador. Los motores del carrete y el inyector se operan desde el tablero de control, a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento y la velocidad de operación de la tubería. También están ubicados en la consola, los sistemas de control que regulan la cadena de transporte, el conjunto del stripper y varios componentes para el control del pozo.

Los parámetros relacionados con el equipo de CT que deben ser controlados durante todo el trabajo para garantizar que el equipo funcione correctamente

¹² GARCÍA, E. Proyecto de Identificación: Tuberías Flexibles. Tabasco. Noviembre, 2013.

incluyen la fuerza de tracción, la tensión de la cadena, presiones hidráulicas en el sistema de control de pozos, presión hidráulica del carrete, presión hidráulica en el motor del inyector y presión hidráulica del stripper.¹³

Figura 8. Esquema de un tablero de control



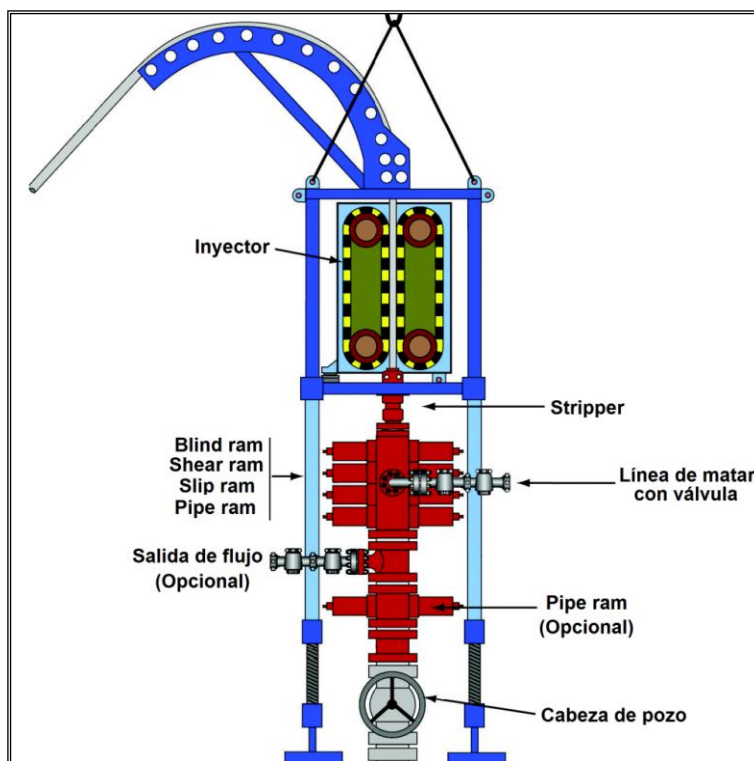
Fuente: WELL CONTROL SCHOOL. Capítulo 15: Tubería flexible. Luisiana: WCS, 2003.

g) Equipo de control de pozo

El equipo de control de pozo para CT, está diseñado para proveer seguridad en los servicios de intervención de pozos que se realizan bajo presión. Los componentes para el control de pozo que deben ser instalados, probados y usados necesariamente para mantener el control del pozo todo el tiempo son: un Stripper o componente de control de pozo tipo anular, un ariete ciego (blind ram), un ariete de corte (shear ram), una línea de matar con válvula, un ariete de cuña (slip ram) y un ariete de tubería (pipe ram). Estos componentes se muestran en la figura 9.

¹³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended practice for Coiled Tubing operations in oil and gas well services. Washington, 1996 (R: 2007). 35 p. (API RP 5C7).

Figura 9. Equipo de control de pozo



Fuente: SAS-JAWORSKY, A., et al. Petroleum Engineering Handbook. Volume II - Drilling Engineering. Capítulo 16 - Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations. 2006.

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.

h) Herramientas de conexión en fondo de pozo

Existen muchas conexiones usadas en los servicios de CT con el propósito de aislar presión y transferir tensión, compresión y carga torsional de

herramientas y dispositivos en fondo de pozo a la tubería. Estas conexiones son típicamente diseñadas para ser instaladas y reutilizadas.

Las conexiones de tipo no deformantes tienen la capacidad de asegurar las cargas y presiones al final del CT, de manera que, al instalarlas, no resulta en la alteración de la tubería. En esta categoría se encuentran las conexiones de cuña (slip type) y de rosca (thread type). Para su uso se requiere que el extremo del CT sea razonablemente redondo, con dimensiones OD/ID dentro de la tolerancia de tamaño del conector.

Las conexiones de tipo deformante también aseguran las cargas y presiones en el extremo del CT, pero al sentarlo genera modificaciones en la tubería. Pertenecen a este grupo las conexiones de hoyuelo (dimple type) y las de roll-on; las cuales en su inserción producen agujeros y surcos en la sarta de CT respectivamente.¹⁴

i) Accesorios y dispositivos de apoyo¹⁵

- Manejo de fluidos y equipo de control de presión bajo las preventoras:
Algunas operaciones tales como la perforación con tubería flexible (CTD) requieren prácticamente el mismo tipo de equipo como el que se usa para el equipo de perforación de tipo convencional. Podrían usarse para el control de fluidos, tanques múltiples, zarandas y un sistema de mezclado. El equipamiento de control de presiones considerado incluye separadores de lodo-gas, desgasificadores y múltiples de estranguladores más complejos.

- Herramientas en fondo:
Típicamente las primeras herramientas que se arman, son las válvulas de retención o válvulas de contra presión (BPV). Usualmente se corren estas

¹⁴ Ibid., 36-37 p.

¹⁵ WELL CONTROL SCHOOL, op. cit., 33 p.

válvulas en tándem y existen modelos disponibles en los que las válvulas de contra presión están contenidas en un mismo arreglo. Siguiendo a las válvulas de retención, se halla la junta de desconexión, cuya función es la de desconectar el arreglo de fondo de pozo en la eventualidad de que se paralizara. A menudo se incluye una abertura de circulación o de bypass y en caso de que el flujo de fluido bombeado exceda lo permisible en las herramientas de fondo de pozo, el exceso de flujo puede escapar al espacio anular. Dependiendo de las tareas a efectuar, pueden usarse otras herramientas, motores, collares, MWD / LWD, brocas, fresas, entre otras.

- Grúa hidráulica o base auto-portante del inyector:

A menudo se incorpora una grúa hidráulica dentro del paquete de la unidad, cuando no se tiene disponibilidad de elevación por otros medios en la locación. La función de la grúa, es la de proveer el medio para levantar el inyector hasta el árbol de producción y proveer apoyo y estabilidad. Las bases auto-portantes del inyector, se usan para aplicaciones en que no se tiene grúa después del armado del equipo y también cuando la capacidad de la grúa, o el peso impiden un armado normal del equipo. La base del inyector puede incluir cilindros hidráulicos auto elevadores, para ajustar la altura durante el armado y guías hidráulicas para deslizar el conjunto lateralmente a lo largo de la locación y ubicarlo en la posición adecuada.

- Unidad de bombeo de fluidos:

La bomba de fluidos, ya sean líquidos o gases, es el método para proveer circulación o para proveer presión a las operaciones. La bomba de líquidos tiene una toma ubicada en los tanques deseados. Se succiona el fluido desde un tanque a través de la bomba, dirigiéndolo al manifold y a las líneas donde puede ser mezclado con nitrógeno. De allí va a la articulación giratoria de circulación, en el carrete de la tubería donde se conecta a la misma.

1.3 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA

El CT fue diseñado como una herramienta capaz de brindar seguridad y efectividad a la hora de trabajar en pozos activos mitigando la necesidad de parar la producción al realizar trabajos de estimulación. Sin embargo esta tecnología ha demostrado que puede ofrecer otros beneficios que incluyen: rápida movilización de la sarta dentro del pozo, costos más bajos debido a la aceleración de las operaciones al eliminar la necesidad de efectuar interrupciones para conectar las juntas de tubería, reducción del número de operarios requeridos en algunos procesos, gran velocidad en el transporte y montaje de los equipos, capacidades de carga razonablemente grandes en alcances verticales más profundos y de alto ángulo en comparación con las operaciones con cable o línea de acero, la posibilidad de trabajar bajo presión sin matar el pozo y la capacidad única de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o la dirección de viaje. Estas capacidades resultan particularmente útiles en múltiples operaciones, las cuales son mencionadas a continuación.

a) Registros de pozos

La mayor parte del trabajo convencional de líneas de cable eléctricos, dependen de la fuerza de gravedad para arrastrar la herramienta hacia abajo. Cuando se tienen altos ángulos de desviación, mayores a los 65° y en pozos horizontales, la gravedad no puede arrastrar la herramienta a la profundidad deseada. Si la línea de cable y las herramientas se introducen usando tubería convencional, la tubería dejará de deslizarse solamente por su peso en el caso de inclinaciones por encima de los 26°.¹⁶ Se usa entonces la tubería flexible para llevar hacia adentro las herramientas eléctricas.

¹⁶ Ibid., 35 p.

Es así, como en ciertos casos, la incorporación de líneas eléctricas, cables de transmisión de datos, cables de alimentación o suministro de energía en el interior de las sargas de CT, proveen el medio más apropiado para la adquisición de registros de pozos.¹⁷

b) Lavado y limpieza de la tubería

Muchos pozos presentan problemas por la presencia de herrumbre, corrosión, arena, parafinas y asfaltenos en el interior de la tubería de producción. Las unidades de CT se usan debido a su capacidad de bombeo continuo, por el hecho de que no se hacen conexiones se incrementa la rapidez para introducir o extraer la sarga de manera que se pueden lavar puentes de arena, lodo, sólidos y depósitos de orgánicos en la tubería. La mayoría de las operaciones de limpieza se realizan con un BHA simple que consiste en un conector, una válvula de retención doble, y una boquilla de lavado.

c) Descargado del pozo e inicio de la producción

En este proceso, la tubería flexible se corre a la profundidad deseada y se inyecta nitrógeno o espuma liviana a través de la tubería flexible y de regreso a través del espacio anular de la tubería de producción. Esto resulta en una reducción de la presión hidrostática impuesta a la formación, lo cual permitirá que el pozo empiece a fluir.

d) Estimulación

En ocasiones al bombear un fluido para estimular, este es insuficiente, ya que no se dirige a una localización particular en fondo de pozo y se reducen

¹⁷ INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, op. cit., 11 p.

las posibilidades de que el producto químico conserve su eficacia. La tubería flexible es una solución a este problema, esta se corre en el pozo con una herramienta de inyección tipo jet en el extremo. Cuando la herramienta se sitúa en el objetivo, la sustancia química se bombea a través del tubo y se inyecta directamente sobre la zona dañada; esto resulta más eficaz que el bombeo a través de la tubería de producción al colocar con precisión el fluido de tratamiento para asegurar el cubrimiento total de la zona de interés. Cuando se usa conjuntamente con la técnica de dispersión apropiada, se logra un tratamiento zonas de grandes radios; lo que es particularmente importante en pozos horizontales.

En cuanto a fracturamiento, la tubería enrollada suministra la capacidad de movilizar y retirar el equipo del pozo cuando se están fracturando múltiples zonas en un pozo sencillo. Una de las preocupaciones en el fracturamiento eran los efectos de erosión que se presentaban cuando el fluido era bombeado y el impacto resultante en la vida de la sarta. Un calibrador ultrasónico se utiliza para medir el espesor del CT durante el trabajo. Los datos de esas medidas UT pueden ser utilizados para ajustar los modelos de fatiga del CT y para monitorear con exactitud la vida remanente de la tubería.

e) Cementación e inyección forzada

Debido a sus ventajas en cuanto a velocidad, mediciones relativamente precisas de las longitudes y exactitud en las capacidades; la tubería flexible ha ido ganando fuerza cuando se trata de efectuar operaciones de cementación. La cementación localizada, inyección forzada de cemento y muchas otras operaciones relacionadas, se efectúan en la actualidad de forma rutinaria utilizando esta tecnología, ya que representa una alternativa económica con respecto a las técnicas convencionales¹⁸.

¹⁸ SAN ANTONIO INTERNACIONAL. Aplicaciones: Coiled Tubing [Diapositivas]. 2011.

f) Perforación

La desventaja de no poder rotar la tubería flexible ha sido prácticamente superada por el desarrollo de herramientas rotatorias en fondo del pozo, con lo que se han logrado establecer grandes avances en el área de la perforación. Los mejores resultados obtenidos con esta tecnología se observan en perforación underbalance, perforación de pozos slim hole, profundizaciones verticales en pozos horizontales y re-entradas horizontales a pozos existentes.

Respecto a la perforación convencional, la perforación con tubería flexible ofrece beneficios como la reducción o desaparición del daño cerca del wellbore al permitir que el pozo circule mientras se está de los fluidos de perforación.¹⁹

g) Pesca e inserción de herramientas

La más grande ventaja de la pesca con tubería flexible, comparada con las líneas de cable convencionales perforando; disminución de los problemas ocasionados por la depleción del yacimiento; menores pérdidas de circulación; decremento en los costos de perforación a mayores caudales de penetración, extensión de la vida útil de la broca, reducción de personal en boca de pozo y una amplia reducción en la necesidad de deposición, es la capacidad de circular continuamente mientras se efectúa la operación de pesca. La capacidad de circulación puede aplicarse para lavar o eliminar los depósitos de arena y desperdicios en el cuello de pesca. En algunas instancias, las herramientas pueden correrse más rápidamente que en una operación convencional.

¹⁹ Ibid., 8 p.

h) Inyección de productos químicos

Pueden efectuarse tratamientos químicos de la tubería o de la formación mediante la tubería flexible, a menudo sin matar la zona de producción, o minimizando el tiempo de cierre. Esto provee el beneficio de menos producción pérdida y algo aún más importante, menores posibilidades de ocasionar daños a la formación con los métodos de tratamiento de bullheading. Los productos químicos de tratamiento, a menudo son inhibidores de corrosión para la tubería, y ácidos para tratamiento en la formación. Frecuentemente se utiliza nitrógeno como portador para efectuar el tratamiento. Su ventaja es que penetra una formación mucho más fácilmente que otros fluidos.

i) Servicios de producción

El uso de tubería flexible ha demostrado ser una solución viable en el levantamiento artificial de fluidos; mediante el desarrollo de diferentes aplicaciones, como recuperar pozos viejos convirtiéndolos en pozos de diámetro reducido para ser producidos con CT y la deshidratación de pozos de gas.²⁰ Gran cantidad de herramientas asociadas al uso de CT han sido desarrolladas para optimizar sistemas de producción convencional. Estas aplicaciones son mencionadas a continuación:

- Sartas de velocidad e instalaciones de producción asistidas con CT:
En este tipo de aplicaciones, el CT se cuelga dentro de la tubería existente para reducir el área de flujo transversal. El aumento en la velocidad de ascenso es de gran ayuda para pozos donde la presión de fondo comienza a

²⁰ LEA, James F., et al. What is new in artificial lift? En: <http://www.worldoil.com/May-2013/Whats-new-in-artificial-lift.html> (2012).

declinar. Esto además permite una reducción significativa en el tamaño del completamiento y reduce los componentes tubulares necesarios.

- Instalaciones de Gas Lift:

Los sistemas de Gas Lift convencionales han sido adaptados para instalaciones con CT. La utilización de válvulas concéntricas ha sido especialmente exitosa en pozos de diámetro reducido. Actualmente, pueden utilizarse válvulas enrollables, para asegurar operaciones rápidas y seguras.

- Bombas Electro sumergibles:

Las bombas electrosumergibles se han utilizado con el Coiled Tubing en diversas configuraciones, algunas en que el cable de energía es anexado exteriormente al CT para que este funcione como sarta de producción u otras en que el cable se encuentra al interior del CT para reducir los costos asociados a reparaciones del equipo.

- Completamientos con Coiled Tubing:

En proyectos donde la perforación se realiza en desbalance y es necesario instalar la tubería de producción sin matar el pozo, se están utilizando sargas de CT de diámetros que van desde 2 pulgadas hasta 4¹/₂ pulgadas. La utilización de CT como sarta de producción ha tenido gran difusión en profundizaciones de pozos.²¹

1.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES²²

Las ventajas obtenidas al usar el CT en sus diversas aplicaciones, incluyen:

²¹ SAN ANTONIO INTERNACIONAL. Aplicaciones: Coiled Tubing [Diapositivas]. 2011.

²² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended practice for Coiled Tubing operations in oil and gas well services. Washington, 1996 (R: 2007). 2-3 p. (API RP 5C7).

- Trabajo en pozos activos.
- Entrada eficiente al pozo.
- Rápida instalación.
- Reducido impacto en superficie en comparación con la de una plataforma de workover.
- Fácil movilización offshore por la disposición de componentes modulares.
- Rápida entrada y salida del pozo.
- Circulación continua de fluidos a través del servicio a pozo.
- Realización de trabajos mientras se está produciendo.
- Ausencia de conexiones roscadas que complican los sellos de presión y el control de pozo durante la operación.
- Diámetro externo uniforme.
- Posibilidad de instalar muchas herramientas adaptadas para workover, perforación y operaciones con wireline.
- Adaptación a completamientos permanentes.

El crecimiento de la industria del CT se ha facilitado por un mejor entendimiento de las limitaciones de la sarta y la transformación adaptativa de la tecnología. No obstante, la gran variedad de factores que inciden sobre el material durante las operaciones pueden causar daños al CT. Las limitaciones actuales en las operaciones de servicio con CT incluyen las siguientes:

- Bajo ciclo de fractura por fatiga.
- Crecimiento diametral (ballooning).
- Daño mecánico por manejo y uso.
- Daño por ácidos, oxígeno, u otras sustancias.
- Nuevos límites operacionales debidos a la resistencia de la tubería al colapso, estallido, tensión o pandeo.
- Incertidumbre en el desgaste de las tuberías usadas.

- Límites operacionales en el equipo de superficie para el control de la presión de trabajo, deformación de tubería permisible y lubricadores de herramientas.
- Límites operacionales en fondo de pozo para cargas de presión y tracción, pérdidas de presión por fricción a través de la sarta y resistencia al colapso debida a la ovalización del CT.

Los modos de falla y algunas razones de problemas en el pasado son: cedencia por tensión, colapso y estallido, fracturas por fatiga, fugas por corrosión, pandeo, crecimiento diametral, taponamiento, uso en tubería de producción inapropiada, daño mecánico, prácticas inadecuadas y faltas en el control de calidad.

1.5 PRINCIPALES PROVEEDORES

A nivel mundial, son pocas las compañías que tienen la capacidad de fabricar tubería flexible, ya que este proceso requiere de maquinaria especializada; entre las empresas que producen tubería flexible se destacan Quality Tubing, Tenaris, y Global Tubing. Sin embargo, en muchos países alrededor del mundo se cuenta con entidades que proveen diversos servicios con unidades de CT. A continuación se presentan las empresas que en Colombia cuentan con mayor experiencia en trabajos con CT:

- **SCHLUMBERGER SURENCO S.A.**

Los servicios de Coiled Tubing a Schlumberger a través de la fusión con Smith International, consolidándose como la compañía más grande de la costa de Luisiana y el Golfo de Texas. Los servicios de Coiled Tubing se ofrecen en todo Estados Unidos y en mucho otros países. Todas las

operaciones o servicios ofrecidos pueden llevarse a cabo tanto en alta mar, como en tierra. Los servicios con CT incluyen estimulación, limpieza de pozos, registros, perforación, bombeo de nitrógeno, control de arena y cementación.

- **HALLIBURTON LATIN AMÉRICA S.A.**

En el año 2010, Boots & Coots, una empresa líder a nivel mundial en servicios de intervención de pozos unió fuerzas con Halliburton para ampliar su cartera de servicios. Esto, generó los recursos para usar la experiencia en nuevas aplicaciones, entre ellas la tubería las de CT. Desde la fusión de las compañías, la tecnología CT es manejada por la sección Boots & Coots de Halliburton, suministrando intervenciones eficientes en pozos verticales, horizontales y desviados además de soluciones seguras y rentables para prácticamente cualquier reto operativo, incluyendo alta presión/ temperatura y aplicaciones con H₂S.

- **WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED**

La compañía ofrece un completo portafolio de servicios con CT, también proporciona un soporte de ingeniería para una adecuada planificación previa al trabajo. Weatherford opera en más de 100 países alrededor del mundo, incluido Colombia. A donde se han exportado unidades de CT de alta tecnología.

- **BJ SERVICES**

Esta compañía ofrece soluciones prácticas para operaciones de limpieza de pozos, estimulación, y muchas otras aplicaciones especializadas. BJ Services trabaja continuamente en para mejorar y ampliar las aplicaciones

computarizadas recurriendo a la ingeniería y la experiencia de campo. Gracias al constante trabajo de investigación, las intervenciones a pozo mediante CT son continuamente más seguras, predecibles y eficientes.²³

Otras compañías que proporcionan servicios con CT en Colombia son: Essential Energy Services, Trican Well Services, Lupatech Colombia, Estrella International, Colpetroleum Energy Services y Guacamaya Oil Company.

²³ ECOPETROL S.A. Informe de resultados de inteligencia de mercado para identificar compañías interesadas en la prestación de servicios especializados en operaciones de subsuelos en pozos petroleros. Diciembre de 2010.

2. COILED TUBING PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE FLUIDOS

2.1 COILED TUBING IMPLEMENTADA AL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

En muchas ocasiones, la falta de plataformas disponibles o el costo de instalación y restauración del ESP ha sido un factor limitante al considerar este sistema de levantamiento artificial. No obstante, la reducción y el éxito en múltiples casos aplicados,²⁴ han demostrado la viabilidad de la utilización de las unidades CT-ESP.

El sistema de bombeo electro sumergible convencional se fija en la tubería de producción, por lo tanto se requiere una plataforma para su instalación, además es necesario matar el pozo, lo que conlleva a que el fluido empleado invada la zona y pueda causar daño a la formación, por lo que generalmente es difícil conseguir el caudal deseado después de haber realizado la operación. El equipo de subsuelo del sistema de bombeo electro sumergible usualmente debe recuperarse para reparar o reemplazar componentes, aproximadamente cada 18 meses,²⁵ lo cual genera altos costos asociados con la instalación de tubería y el manejo de fluidos de control.

Debido a esto, se planteó una solución que consistía en llevar la bomba a fondo de pozo mediante un cable eléctrico capaz de soportar el esfuerzo

²⁴ KECK, Richard G., et al. The First Coiled Tubing Deployed ESP in the Gulf of Mexico. Texas, USA. Marzo de 2004.

²⁵ Wireline or coiled tubing deployed electric submersible pump. Inventor: Philip Head. Fecha de solicitud: 18 Enero, 2008. USA, patente: US 7753129 B2. 13 Jul 2010.

resultante por el peso de la unidad.²⁶ Sin embargo, el uso de cable de suspensión no fue un gran avance, ya que estos requieren herramientas especiales, su alargamiento generó grandes dificultades debido a sus dos funciones y además presentan un alto costo de fabricación; por lo que tales instalaciones están limitadas a pozos someros.

Una solución mucho mejor para el problema original, que eran los altos costos asociados con la reparación de pozos al usar la tubería de producción, fue la proporcionada por la tecnología CT. El primero de estos sistemas, fue instalado en Oklahoma en 1992,²⁷ empleando una sarta de CT en lugar de tubería convencional, con lo que se redujeron de manera efectiva todos los costos de workover. A partir de ese momento, surgieron nuevas configuraciones para desarrollar el sistema más adecuado; la evolución de las instalaciones en fondo del CT-ESP puede observarse en la figura 10.

2.1.1 Diseño básico del Sistema

Dado que tanto la tecnología CT y el ESP ya existían, sólo los detalles de una ventana de trabajo tuvieron que diseñarse y construirse para efectos de la instalación y el funcionamiento de los equipos. Además, tuvo que formularse un procedimiento y emplearse ciertos dispositivos para el uso en conjunto de los dos sistemas, ESP y CT.

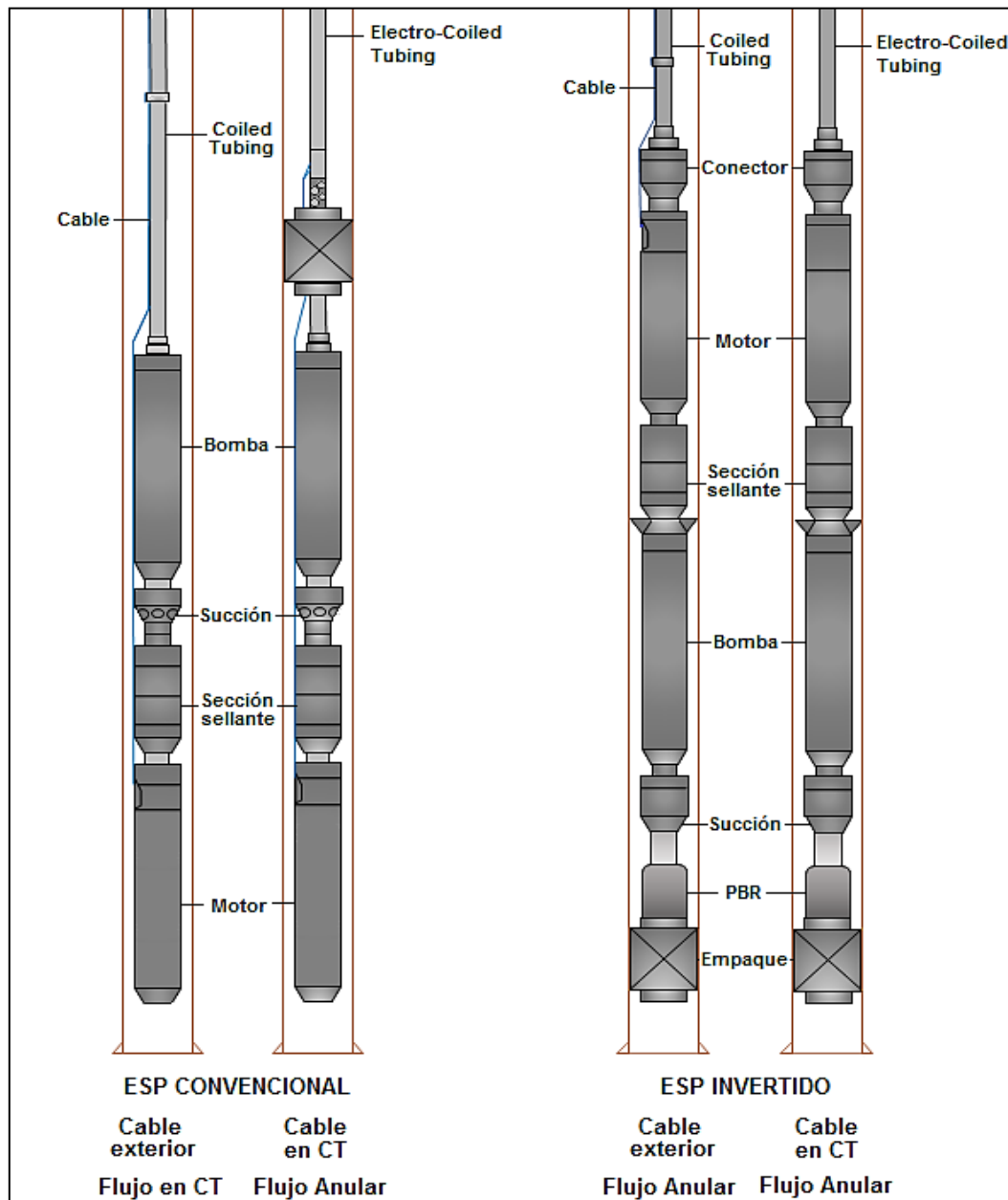
Una gran parte de los elementos existentes en la industria para trabajar con CT-ESP se mejoraron de manera significativa, para aprovechar al máximo las ventajas técnicas y económicas que estaban sin explotar. A continuación

²⁶ TAKÁCS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operation and maintenance. Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing, 2009. 352 p.

²⁷ LIDISKY, D. and RUSSELL, K.: Coiled Tubing Deployed Electric Submersible Pumping System. Paper presented at the SPE Electric Submersible Pump Workshop held in Houston, Texas. Abril 28, 1993.

se presenta el Reeled Electro-Submersible Lifting Completion System (REELIFT) invertido y convencional. Un sistema innovador configurado de acuerdo a lecciones aprendidas.

Figura 10. Versiones de los diferentes sistemas de CT-ESP



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operation and maintenance. Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing, 2009. 352 p.

2.1.1.1 Equipo de fondo de pozo

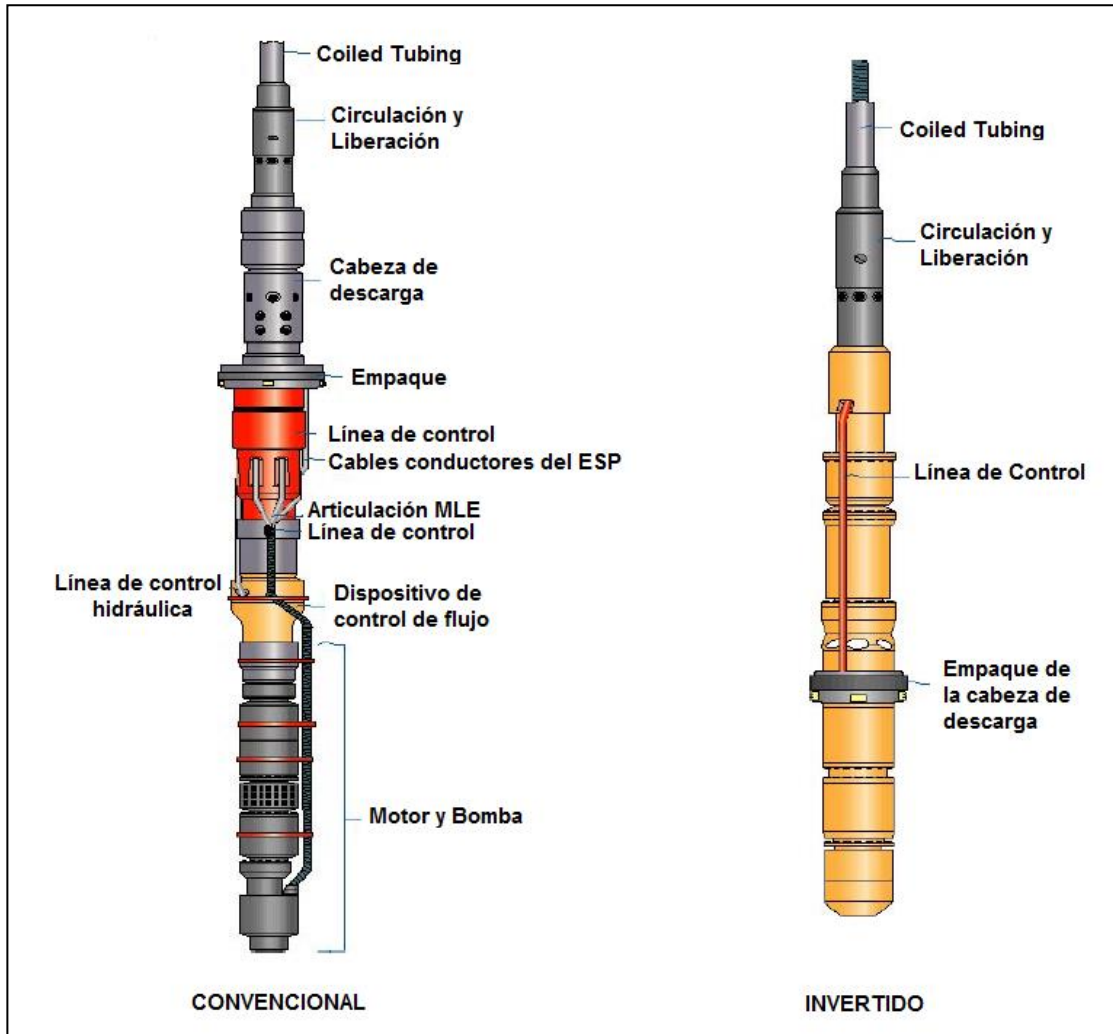
En el sistema CT-ESP convencional, para proporcionar un BHA que permitiera al conjunto de la bomba convencional ser utilizado, varios componentes nuevos tuvieron que diseñarse.

La función de los nuevos componentes es llevar los cables, aislados desde de la base de la sarta de tubería a través del empaque y en el espacio anular hasta el motor. Al mismo tiempo los componentes tenían que aislar los conductores de los fluidos producidos. Esto se consiguió mediante el desarrollo de interfaces que aseguran en el mayor grado posible la protección del cable de alimentación mientras que proporciona un camino de flujo efectivo.

El CT-ESP invertido es la configuración más común y preferida del sistema CT-ESP; la razón principal para la utilización de esta configuración es que mediante la colocación del motor por encima de la bomba, el cable se puede conectar directamente a la caja del cabezal del motor. Esto elimina la necesidad de un MLE (extensión de cable del motor) desde de la cabeza de la bomba al conducto en el motor.

La bomba centrífuga en una unidad invertida tiene una cabeza de descarga modificada que dirige los fluidos del pozo al espacio anular entre el casing y la sarta de CT. Por lo que los lados de aspiración y descarga de la bomba debe ser aislados; esto se logra mediante un empaque recuperable o por un receptáculo de barra pulida y el respectivo conjunto de sello, por lo que además existen los sand skirts que impiden la acumulación de arena sobre el empaque y alrededor de la unidad ESP durante las paradas del sistema.

Figura 11. Equipo de fondo de pozo

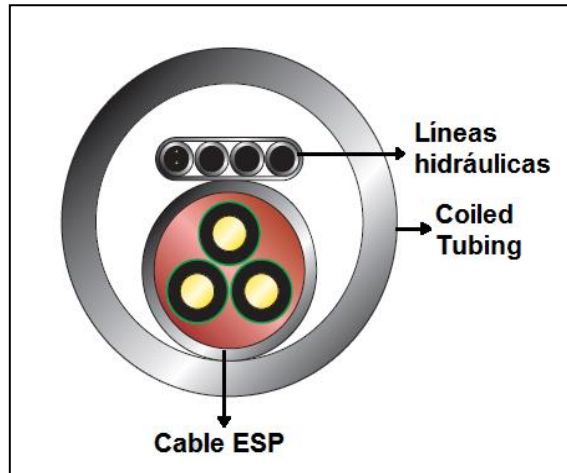


Fuente: TOVAR D., et al. Recent Advances in Coiled Tubing Deployed ESP's. Paper presented at Electrical Submersible Pump Workshop. Houston, TX. USA.

- Cable de alimentación:

Al igual que con las instalaciones comunes, el cable eléctrico se puede fijar en el exterior o dentro de la sarta de CT. Debido a numerosas ventajas que posee, la segunda solución ha cobrado impulso y varios fabricantes han desarrollado diferentes tamaños de tubería flexible con cables eléctricos ESP integrados.

Figura 12. Cable de alimentación dentro de CT



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operation and maintenance. Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing, 2009. 354 p.

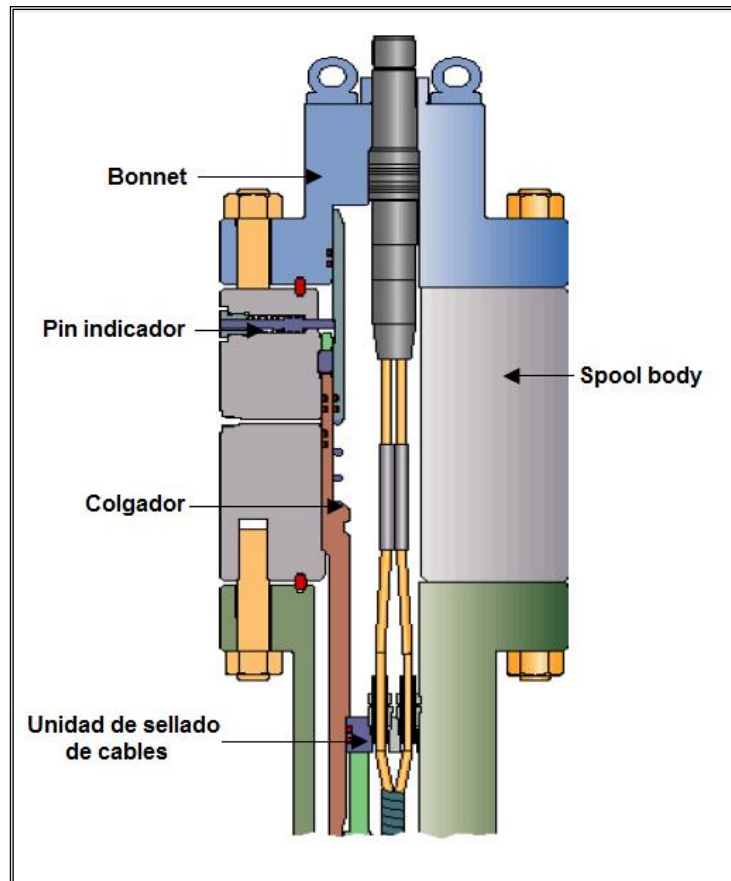
2.1.1.2 Equipo de Superficie

El conjunto de la superficie es común para ambos tipos de completamiento, es decir la bomba de ESP convencional o invertida. La diferencia más notable es que en la versión invertida, el arreglo en superficie no cuenta con pernos de agarre, los cuales si son necesarios para el sistema convencional.

Un arreglo de superficie innovador basado en una nueva suspensión se diseñó para aumentar la eficiencia de la operación. Se trata del Bonnet y el Spool body que conforman un receptor en la cabeza del pozo.

Un pin indicador sobresale hasta que la suspensión ha sido completamente ajustada en su posición. Esto también funciona como un detector de fugas. En caso de que los sistemas de sellado fallen, el aumento en la presión empujara la advertencia de la pérdida de integridad en el pin indicador.

Figura 13. Equipo de Superficie del CT-ESP



Fuente: TOVAR D., et al. Recent Advances in Coiled Tubing Deployed ESP's. Paper presented at Electrical Submersible Pump Workshop. Houston, TX. USA.

2.1.2 Caso histórico²⁸

Después de producir por casi 40 años, el campo T no solo presenta problemas relacionados con la avanzada edad de las facilidades sino que también experimenta baja presión de yacimiento la cual está cerca de 1000-1500 psi, entre un tercio y la mitad de la presión inicial. Los pozos productores fluyen mediante sistemas de levantamiento, predominado el gas lift con el 80% de la producción. La producción no puede ser mejorada ya

²⁸ BAKAR, H., et. al. Coiled Tubing Deployed Electrical Submersible Pump (CT-ESP). Application at Offshore Operation. Kuala Lumpur, Malaysia. Marzo del 2014. OTC-24752-MS.

que la presión de compresión del gas lift está limitada a 1000 psi con un volumen de gas de 2 MMscfd. El ESP fue introducido y ha sido identificado como el levantamiento artificial ideal para potenciar la producción y prolongar la vida del campo.

Basados en los elevados costos y la disponibilidad del equipo de workover, los costos de operación (OPEX), el tiempo de movilización y el tiempo de instalación del ESP, se propuso un método que no requiera torre. La alternativa fue el CT-ESP, que solo requiere un equipo de inyección de CT para instalar y extraer la bomba ESP. La producción a través del CT sería la misma que con una tubería con juntas y no requiere modificaciones en cabeza de pozo.

Un estudio extensivo condujo a decidir que el método más factible para la producción en este campo offshore era el ESP. Se compararon dos tipos de sistema: con tubería flexible y con tubería convencional, los cuales requieren una unidad de CT (CTU) y una unidad de workover (HWU), respectivamente. Puntos críticos como el costo de movilización de la torre, la disponibilidad de la cuadrilla, y el número de días requeridos para extraer y correr el equipo hicieron que el CT fuera seleccionado.

Con el fin de seleccionar el pozo candidato correcto, el equipo tuvo en cuenta seis elementos: El yacimiento, la geometría del pozo, la plataforma, utilidades/logística, estrategia de contratación y ejecución. Finalmente, el pozo A fue seleccionado para instalar el CT-ESP, principalmente para alcanzar los 0,6 MMstb después de estar inactivo por 22 años. La ejecución del CT-ESP del pozo A no fue fácil, debido a problemas de yacimiento, subsuelo, completamientos, contratos y logística fueron los más grandes retos para el equipo.

En el año 2008, el viejo completamiento fue extraído, se cañoneó una nueva zona y se mató correctamente el pozo para mantener la presión. Se colocó una válvula prevenir que el fluido para matar el pozo migrara a las perforaciones cañoneadas. Durante el trabajo de workover, alrededor de 40.000 bbl de LCM (Lost Circulation Material) fueron bombeados en el pozo para su control.

Posteriormente, el pozo A fue completado como en la Figura 14. En los primeros meses, el pozo no produjo, la razón fue identificada como un taponamiento en la válvula de auto flujo (AFV). Se extrajo el completamiento CT-ESP y se corrió excluyendo esta válvula, además se bombeo un agente quelante no ácido por el anular para tratar el problema de escamas en fondo. La tasa de producción se ha mantenido entre 400 y 480 bpd hasta la fecha.

- **Lecciones aprendidas**

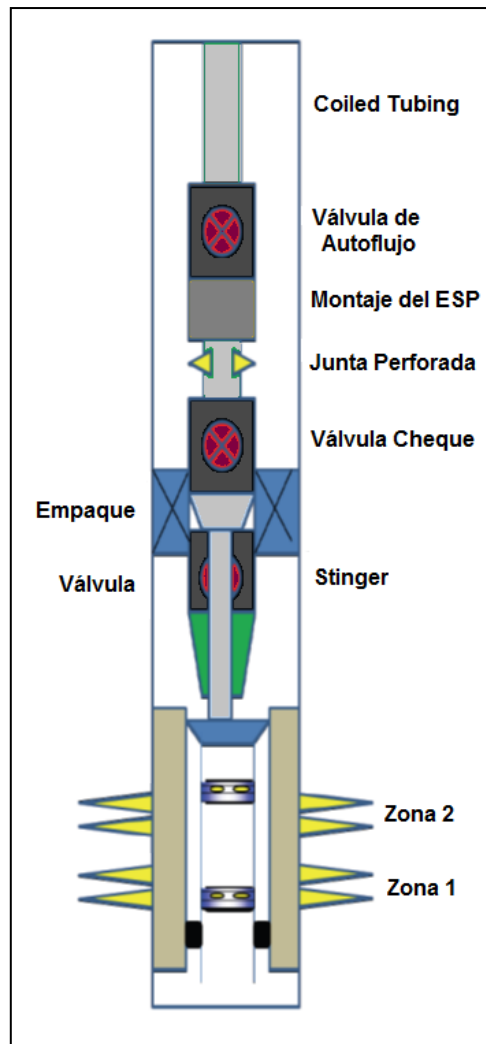
Durante la intervención en 2009, se usó agua de mar filtrada para matar el pozo. Este fluido estuvo en el pozo por más de un año, lo que resultó en un ambiente ideal para la formación de bacterias sulfato reductoras (SRB) las cuales producen H_2S . Para evitar esto se debe tratar e inhibir apropiadamente el agua marina usada para matar el pozo.

La indisponibilidad de respaldo del montaje ESP retrasó el proyecto por más de 3 meses. Por esto se debe chequear siempre la disponibilidad del equipo de respaldo. Se debe imponer que este equipo sea chequeado e inspeccionado regularmente por contrato.

Este proyecto CT-ESP fue algo novedoso, por lo que faltó una planeación apropiada y experiencia operacional. Es recomendable establecer un contrato de responsabilidad única con una compañía confiable donde el

contratista provea todo, incluso los equipos de superficie y los de fondo. También se debe imponer la transferencia de información y tecnología durante la ejecución del trabajo.

Figura 14. Completamiento con CT-ESP del pozo A



Fuente: BAKAR, H., et. al. Coiled Tubing Deployed Electrical Submersible Pump (CT-ESP). Application at Offshore Operation. Kuala Lumpur, Malaysia. Marzo, 2014. OTC-24752-MS.

Incremento en la producción: El pozo estuvo inactivo por 22 años (la última producción en 1989 de 150 bopd) el cual es un valor equivalente a 200

millones de producción atrasada. La aplicación del CT-ESP resultó en 300 bopd con una rentabilidad agregada de 18 millones.

Ahorro en costos y tiempo: Desde la instalación del CT-ESP no se necesita la torre de workover, solo se requieren 2 días para extraer y correr la sarta, mientras que con HWU son necesarios 6 días.

2.1.3 Beneficios potenciales

- Reducción significativa de los gastos de funcionamiento debido a la disminución de los costos de reacondicionamiento.
- Eliminación de gran cantidad de fallas en los cables eléctricos debido a la mecánica, el ambiente del yacimiento o ataques químicos.
- Decremento en las pérdidas por fricción debidas al flujo anular, factores importantes en pozos con altas tasas y aplicaciones con crudo de alta viscosidad.
- Reducción del tiempo requerido para correr y extraer la tubería del pozo debido a la utilización de equipos de superficie de tubería flexible estándar.
- Disminución de la probabilidad de generar daño a la formación durante las intervenciones, al permitir operar con el pozo vivo y tener la capacidad de controlar la presión en cualquier momento.²⁹

²⁹ TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operation and maintenance. Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing, 2009. 355 p.

2.1.4 Consideraciones para su implementación

Debido a que los cambios generados al emplearse CT en el sistema de bombeo electro sumergible están fuertemente asociados con la reducción de costos y su diseño en ningún momento modifica el funcionamiento esencial de la bomba, los criterios para su implementación son básicamente los mismos que para el sistema común de levantamiento artificial, siempre que se tenga en cuenta la incidencia que pudiesen tener las propiedades del yacimiento sobre la vida útil de la tubería. Como lo sería presentar un ambiente corrosivo o temperaturas extremadamente altas.

En este orden de ideas, el sistema CT-ESP es ideal para producir altos volúmenes de líquidos, con bajas relaciones gas aceite; aplicable para crudos livianos y medianos con baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo. Mientras que no sería apto para trabajar cuando los fluidos producidos exhiben grandes cantidades de arena o la profundidad del yacimiento supera los 15000 pies.

2.2 COILED TUBING IMPLEMENTADA AL SISTEMA DE GAS LIFT

El proceso de levantamiento de crudo por este método, consiste generalmente en inyectar el gas hidrocarburo a alta presión por el anular que se encuentra en el tubing y el casing del pozo, y por medio de válvulas se inyecta a la tubería de producción. El ingreso del gas a la zona de la columna de crudo produce dos efectos que ayudan a su movimiento desde fondo a superficie, que son la disminución de la densidad del crudo al entrar el contacto con el gas, y el empuje producido por el burbujeo.

Tradicionalmente, el equipo de fondo de pozo para gas lift es diseñado para ser rígido y para resistir las cargas previstas. En contraste, CT es plásticamente deformado cuando es enrollado en el carrete. Con el fin de crear un montaje de gas lift, es necesario instalar la válvula de gas lift dentro del mandril y proporcionar la flexibilidad para tolerar la deformación al ser enrollado en el carrete.

2.2.1 Diseño básico del sistema

Los completamientos con CT se han venido haciendo desde 1960. Usualmente el CT se sujeta desde la cabeza del pozo como una sarta de velocidad, adicionalmente se adicionan mandriles de cavidad lateral, con tornillo y de diámetro reducido cuando se desea un completamiento con gas lift. La configuración del sistema se muestra en la figura 15.

El diseño y la configuración de un sistema de Coiled Tubing Gas Lift (CTGL) son en esencia iguales a los de un completamiento normal de gas lift, pero existen varias diferencias en cuanto a los procedimientos de instalación y también se deben hacer ciertas consideraciones a la hora de escoger los elementos que conforman el equipo de producción. Algunas de las partes del completamiento son diferentes y se deben diseñar para cumplir con ciertas funciones específicas de este sistema. A continuación se verán algunos de los componentes que difieren al completamiento con CTGL de uno convencional y la función que desempeñan.

2.2.1.1 Equipo de fondo de pozo

El diseño del BHA necesita acomodarse a ciertas funciones, la primera es permitir la extracción y corrida del CT cuantas veces sea necesario, la segunda es proporcionar un sello entre los fluidos de producción y el escape

de la tubería, y la tercera es brindar un medio para establecer una segunda barrera mecánica contra la presión del yacimiento si es necesario remover el árbol para instalar un CT hanger. Por lo general se coloca una válvula de cheque en el fondo utilizando wireline, ésta debe cerrarse al momento de extraer el completamiento con el fin de permitir este procedimiento sin la necesidad de matar el pozo.

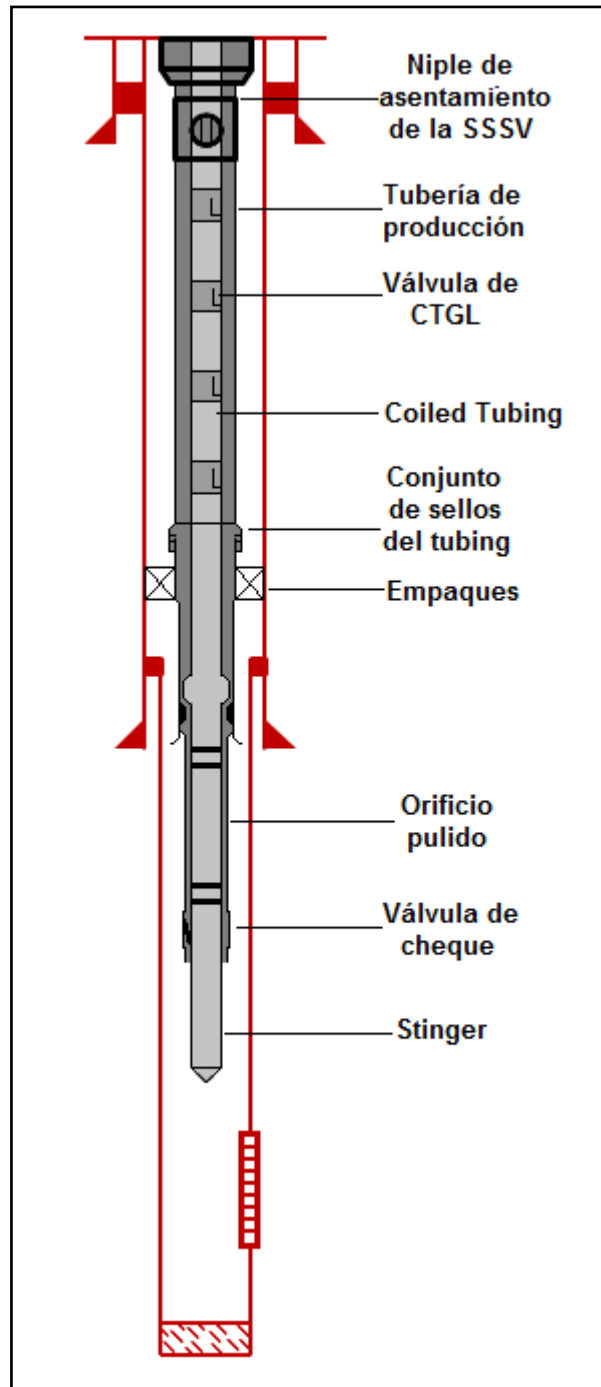
Como se muestra en la figura 15, unido al fondo el completamiento con CT se instala un conjunto de sellos, seguido de un stinger. Este montaje se introduce en el agujero pulido con el stinger manteniendo abierta la válvula de cheque en caso de que el CT deba moverse debido a los cambios de presión y temperatura. Para mantener la presión de la tubería en el CT mientras se corre en el hueco, se ancla un tapón de aluminio al fondo de la tubería de producción.

- Válvulas de gas lift

Existe un tipo de válvulas enrollables que están diseñadas para ser situadas dentro de una sección corta del CT (Figura 16), soldada a este de fábrica a la profundidad deseada en la sarta. La ubicación de las válvulas es determinada mediante el diseño de gas lift basado en el desempeño del pozo actual.

Estas válvulas son diseñadas para manejar las deformaciones asociadas al trabajo con el CT. Son soldadas dentro de la sarta a la profundidad requerida por el diseño del gas lift, enrolladas en un carrete y enviadas a la locación. Al llegar al pozo, todo lo que hay que hacer es agregar el equipo de fondo de pozo y correr el completamiento de CT en el pozo.

Figura 15. Configuración del sistema CTGL en fondo

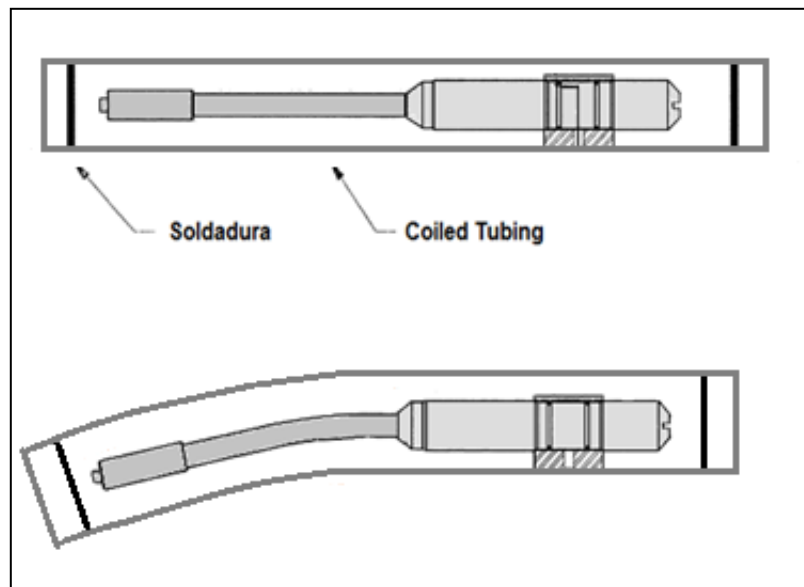


Fuente: Modificado. WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled Tubing Gas-Lift Completion System. Texas, U. S. A., Octubre 1993. SPE 23538, 10 p.

Las ventajas de las válvulas enrollables están fuera del sitio de instalación, su habilidad para manejar la flexión asociada al trabajo con CT, y su diámetro externo que permite utilizar y mover el conjunto de válvulas a través del cabezal inyector y los empaques. Este diseño permite un continuo control de presión durante la instalación, y elimina la necesidad de cortar el CT para la instalación de un mandril o una válvula.

La mayor desventaja de las válvulas enrollables es que solo pueden ser retiradas extrayendo todo el completamiento. Si una válvula falla, o si debe ser conectada, la producción debe continuar sin esta, o el CT debe ser extraído para reemplazar la válvula. Y, por supuesto, los trabajos de wireline no son posibles debajo de la primera válvula.³⁰

Figura 16. Válvula de gas lift enrollable



Fuente: MOORE, B., et al. Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. Texas, U. S. A., Mayo 1993. OTC 7321. 5 p.

³⁰ WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled Tubing Gas-Lift Completion System. Texas, USA. Octubre 1993. SPE 23538, 2 p.

- Válvula de seguridad de subsuelo

Colocar una SSSV puede ser de ayuda a la hora de extraer y correr el completamiento, y proporciona un mecanismo rápido a la hora de activar o desactivar un pozo.

En algunos campos como en la Bahía Prudhoe, es un requisito que se tengan estas válvulas cuando se realiza el completamiento con CTGL, ya que brinda una mayor seguridad en las operaciones.³¹ Sin embargo, no existe un ejemplar enrollable que pueda ser corrida con la unidad de CT, esto hace necesario cortar el CT para instalar el nipple de asentamiento de esta válvula para luego correrla de manera convencional utilizando wireline.

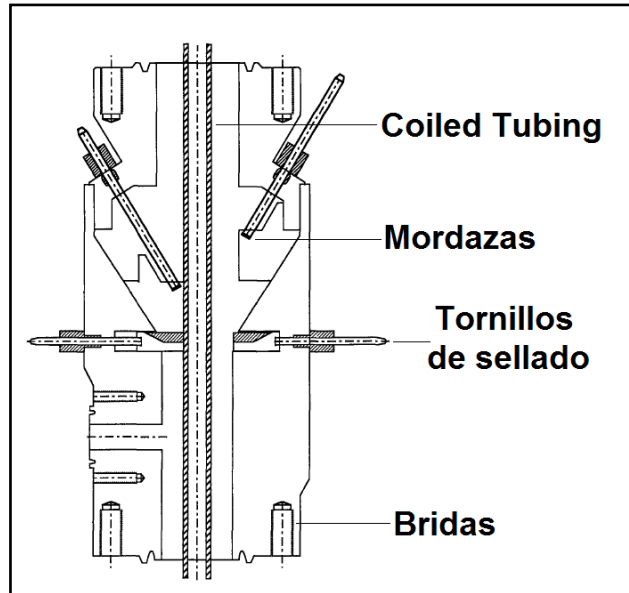
2.2.1.2 Equipo de superficie

El CT hanger es la herramienta en superficie que está diseñada para sostener la tubería flexible en la cabeza del pozo. El diseño de esta herramienta debe permitir el acceso de la válvula de contrapresión para ser instalada en el tubing hanger. La instalación del CT hanger requiere remover el conjunto de preventoras, por lo que es necesario el uso de dicha válvula para un mayor control sobre la presión en la operación.

Este funciona asegurando la sarta de CT con la ayuda de mordazas y tornillos de sellado que abrazan a la tubería para mantenerla fija cuando sea necesario cortarla para finalizar la instalación del completamiento, durante la producción o en cualquier operación en la que sea necesario la inmovilización de la sarta.

³¹ WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled Tubing Gas-Lift Completion System. Texas, USA. Octubre de 1993. SPE 23538. 4 p.

Figura 17. Esquema del Coiled Tubing Hanger



Fuente: WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled Tubing Gas-Lift Completion System. Texas, USA., Octubre 1993. SPE 23538, 10 p.

Una vez que el CT se introduce en el hueco, el hanger debe permitir la ubicación de las mordazas y los empaques. Este también debe tener el tamaño adecuado para permitir correr y extraer no solo el CT sino también todos los equipos de fondo de pozo ya que es necesario que estos sean corridos acoplados a la tubería flexible.³²

2.2.2 Caso histórico³³

El campo Belridge en el condado de Kern, California, produce crudo liviano desde una formación de diatomita con aproximadamente 3600 pozos. Estos pozos están casi exclusivamente produciendo por sistemas de levantamiento artificial. La producción es de un reservorio delgado con alta porosidad y baja

³² Ibid, 3 p.

presión debido a su madurez. El desarrollo del campo se aceleró con la aplicación de operaciones de fracturamiento a finales de los años setenta.

El intervalo de diatomita produce crudo dulce de 10-34°API desde una profundidad de 800-3000 ft. La gravedad del aceite depende en gran medida de la ubicación geográfica del pozo, con la mayoría de los pozos produciendo en un rango de 21-34°API. El reservorio de diatomita es el resultado de variaciones cíclicas en los ambientes de depositación que produjeron una serie de yacimientos ricos en sílice biogénica.

La diatomita es caracterizada por dos diferentes componentes, el ópalo A, con rangos de porosidad de 50-70% y el ópalo-CT, con porosidades menores a 45%; sin embargo, la permeabilidad es muy baja con rangos de 0,01-1 md. El espesor de la formación es 300-2000 ft dependiendo de la ubicación geográfica del pozo.

Todos los productores de diatomita están estimulados con fracturas inducidas hidráulicamente para incrementar la productividad. En promedio, un pozo de diatomita tiene tres etapas de fractura, cada una de 400 ft de altura. El método de levantamiento primario es la bomba de varillas con una bomba de desplazamiento positivo convencional. La relación gas-aceite (GOR) de la diatomita es generalmente bajo. Debido a la madurez del campo, la inyección de agua es usada primordialmente para mantener la presión. La producción neta por pozo en el campo promedia entre 60 y 300 bpd con un alto corte de agua cercano al 80%.

En el año 2002 Area Energy LLC, respaldado por BST Lift Systems Inc. De Ventura, California; empezó un programa piloto de CTGL con el fin de extender la vida productiva de los pozos con daños en el revestimiento. El programa piloto de siete pozos fue considerado exitoso y se implementó en

2003 un programa a gran escala con 100 pozos. Los pozos fueron seleccionados con criterios específicos de daño en el casing. La búsqueda de pozos inactivos con indicios de tuberías torcidas, doglegs severas, o casing colapsado llevó a escoger los candidatos de los productores de diatomita en el área de expansión. Con un limitado número de pozos candidatos para la conversión a CTGL, el proceso de selección fue más severo al requerir un corte de 15 BOPD.

La aplicación del gas lift para los pozos de diatomita se diferencian de los sistemas convencionales por su diseño, en el cual la inyección del gas ocurre a través del CT y la producción por el anular entre el CT y la tubería de producción. La mayoría de los pozos requirieron entre 100 – 150 Mscf/d para su máxima producción. El diseño final del gas lift consistió en una sarta de CT de 1 in dentro de un tubing de $2\frac{7}{8}$ o $2\frac{3}{8}$ in. Una válvula de cheque para controlar el reflujo fue situada en el fondo de la sarta de Coiled Tubing. Además, un mandril de CTGL fue insertado en la sarta de CT a 1400 ft para ayudar a descargar los pozos que tenían una mayor presión de yacimiento según lo determinado por el nivel de fluido. El sistema CTGL requiere de un espacio pequeño comparado con las antiguas unidades de bombeo mecánico, y no cuenta con herramientas pesadas, la configuración de superficie es sencilla como se observa en la figura 18.

El análisis de la producción del pozo piloto indicó que solo el 70% de su producción neta original fue recuperada después de la conversión a CTGL, sin embargo la aplicación del gas lift ha permitido a los pozos retomar la producción que de otra manera tendría que ser abandonada. El cambio en la producción por el nuevo sistema de levantamiento se muestra en la figura 19 un gráfico de producción contra tiempo que presenta un antes y un después en el caudal de un pozo del campo. Un total de 93 pozos están operando y produciendo aproximadamente 2000 BPD. Los costos de mantenimiento

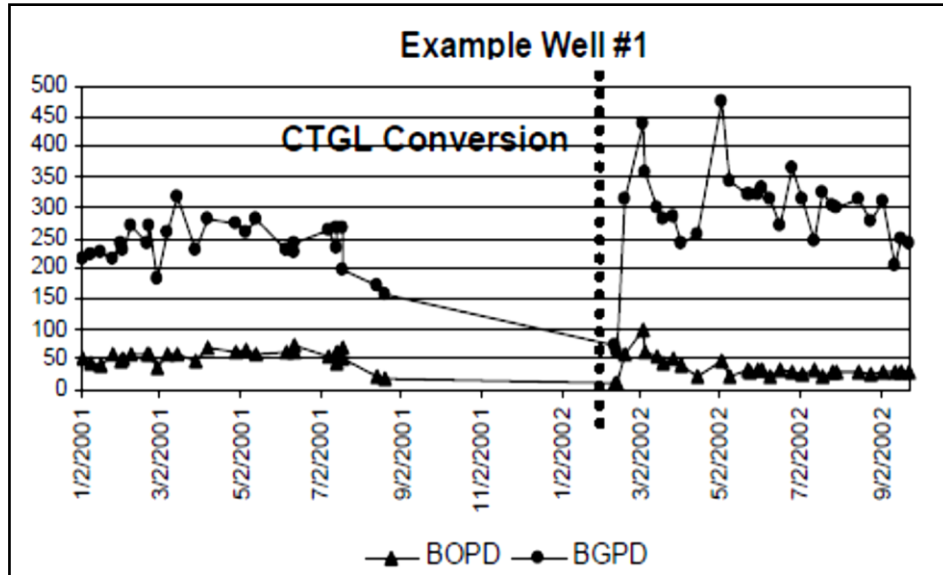
para estos son mínimos debido a que no cuentan con partes móviles que se desgasten en fondo, solo son necesarias las válvulas de gas lift. Además se evitan trabajos de workover potencialmente costosos apagando los pozos dañados y reutilizando el equipo para la conversión de otro pozo a CTGL. Solo son requeridas las unidades de CT para instalar el sistema mientras que la tubería de producción no deba ser extraída del pozo debido al daño severo en el casing, lo cual requerirá un procedimiento de reacondicionamiento convencional. El tiempo por el cual los pozos pueden producir por CTGL es desconocido, pero una analogía para el campo son los inyectores de agua que similarmente no tienen partes móviles pero son capaces de operar por muchos años con daño severo en el casing.

Figura 18. Equipo de superficie del CTGL en un pozo del campo Belridge



Fuente: TISCHLER, A., WOODARD, T. A. Coiled Tubing Gas Lift Reclaims 2000 BOPD of Lost Crude. Texas, USA. Octubre del 2005. SPE 95682. 8 p.

Figura 19. Producción antes y después de la conversión a CTGL



Fuente: TISCHLER, A y WOODARD, T. Coiled Tubing Gas Lift Reclaims 2000 BOPD of Lost Crude. Texas, U.S.A., Octubre 2005. SPE 95682. 6 p.

2.2.3 Beneficios potenciales

- La tubería flexible puede ser extraída y corrida más rápidamente del pozo, lo que ayuda a eliminar contratiempos como el uso de herramientas o un largo tiempo de instalación. Esto puede traer como beneficio la reducción en los costos de instalación y mantenimiento.³⁴
- Gracias a su fácil y rápida instalación no se necesita de grandes equipos ni mucho personal para su instalación, esto genera un gran ahorro comparado con las operaciones de workover convencionales.³⁵

³⁴ MOORE, B., et al. Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. Texas, USA. Mayo de 1993. OTC 7321. 7 p.

³⁵ TAN, T; et al. Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions. Texas, U. S. A. Abril 1997. SPE 38404. 3 p.

- El sistema de gas lift enrollable puede ser instalado en un pozo mientras está activo, reduciendo el potencial de daño a la formación asociado a matar el pozo.³⁶
- Las válvulas de gas lift son internas a la tubería y pueden soportar ser dobladas en el carrete y en el arco guía, y permiten correr el completamiento bajo presión si es necesario.³⁷

2.2.4 Consideraciones para su implementación

Para la implementación de este sistema en un pozo se deben considerar ciertos aspectos para su buen funcionamiento y rentabilidad, los requerimientos de este sistema no difieren de los del gas lift convencional ya que funcionan con el mismo principio físico para levantar la columna de líquido:

- El pozo o el campo debe producir la suficiente cantidad de gas para suplir las necesidades del sistema de producción, ya que este será inyectado en el pozo para levantar la columna de fluido. Si el pozo no produce el gas suficiente se debe buscar una fuente de gas alterna como una línea de gas cercana ya sea de otro pozo o del yacimiento.
- El gas debe ser inyectado a cierta presión para que pueda cumplir su función y levantar la columna. Si la presión de yacimiento es superior a la de la línea de inyección de gas, se debe utilizar un compresor para poder realizar la inyección. Tampoco se debe inyectar el gas a demasiada presión ya que puede ocasionar daños en las válvulas de gas lift y en el

³⁶ WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled Tubing Gas-Lift Completion System. Texas, USA. Octubre 1993. SPE 23538. 7 p.

resto del completamiento, por lo que la presión de inyección debe estar siempre en un punto óptimo.

- El terreno y la ubicación de los pozos candidatos debe permitir la movilización de la unidad de CT para poder realizar el procedimiento de instalación del sistema.
- Este sistema de levantamiento es muy útil cuando se trata con pozos que han sufrido daños severos en el revestimiento. Al brindar la facilidad de inyectar el gas por el CT y producir por el anular entre este y la tubería de producción, elimina todo flujo de fluidos en el revestimiento evitando filtraciones y optimizando la producción.³⁸

2.3 COILED TUBING IMPLEMETADA AL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El sistema de bombeo mecánico con tubería flexible, CTRS (Coiled Tubing Rod Strings) ofrece una nueva forma de afrontar problemas en el levantamiento artificial. La utilización de sistemas mecánicos de superficie convencionales y bombas de fondo de pozo estándar, permiten emplear un enfoque diferente para transmitir la energía de elevación, así como tener más opciones para el completamiento de pozos.

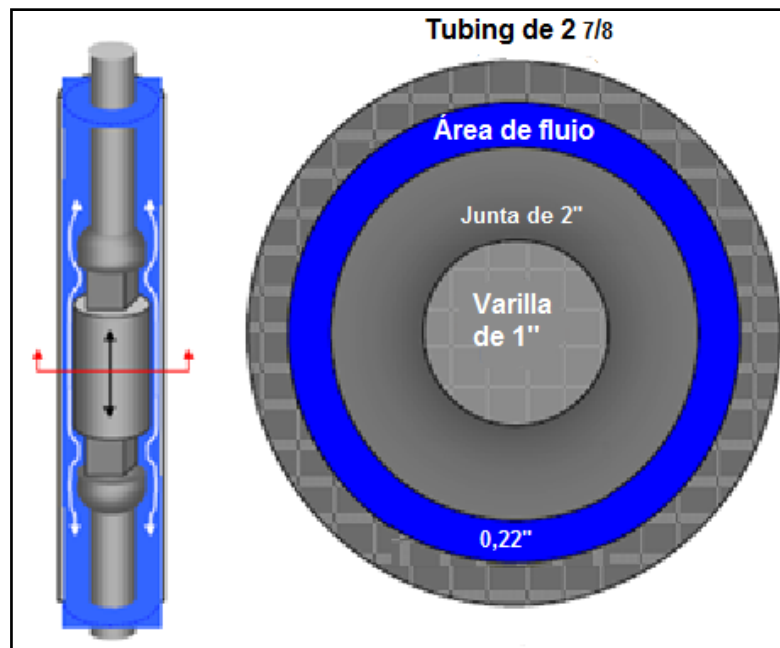
El uso de tubería flexible como una sarta de varillas se aplicó por primera vez en Argentina, seguido por EE.UU. y Canadá. Los beneficios atribuidos por aquellas aplicaciones fueron la reducción significativa en el tamaño de completamiento para una tasa de flujo productiva, además de la reducción de

³⁸ TISCHLER, A., WOODARD, T. Coiled Tubing Gas Lift Reclaims 2000 BOPD of Lost Crude. Texas, U.S.A., Octubre 2005. SPE 95682.

los componentes tubulares necesarios para el completamiento tanto en la sarta de varillas y como en la tubería de producción. Otras ventajas se están evaluando actualmente en esta aplicación específica, la capacidad de bombeo de productos químicos que ayudarán con el flujo de fluidos mediante la prevención de la acumulación de incrustaciones y la reducción de la viscosidad en el caso de los crudos pesados.

Otra área en la que CTRS ofrece beneficios operacionales es en la dinámica de fluidos del sistema. En primer lugar, en una instalación convencional de bombeo mecánico se requiere que el flujo de producción viaje hasta la varilla de bombeo para llegar a la superficie por el anular de la tubería. Si bien este es un espacio anular relativamente grande, las juntas de la varilla de bombeo crean restricciones al flujo.

Figura 20. Perfil de flujo con bombeo mecánico convencional



Fuente: FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Texas, USA. 9-10 Abril del 2002.

Para un completamiento con mayor cantidad de varillas, habrá más juntas donde ocurrirá esta condición de flujo restringido. Dos consecuencias son atribuidas a esta caída de presión. Una es que la eficiencia de la operación de bombeo puede verse afectada negativamente. La otra es que en las zonas donde hay presencia de asfaltenos y parafinas, pueden ocurrir precipitaciones debido a la repetida presión de surgencia del fluido a medida que avanza hacia el pozo.³⁹

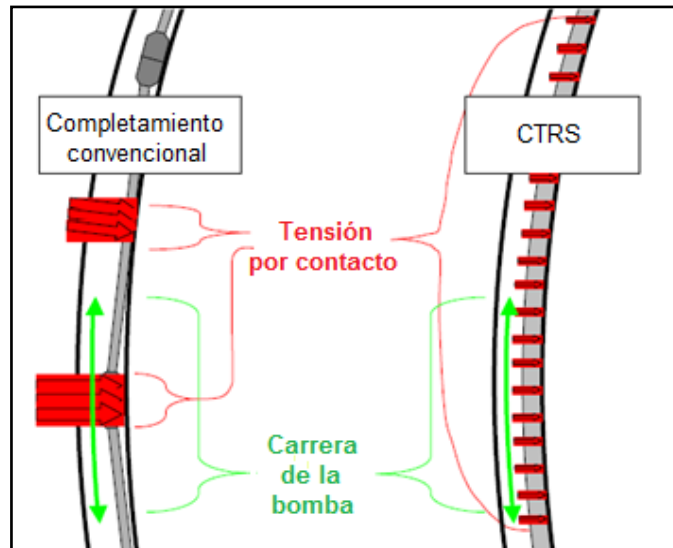
Hay una serie de beneficios mecánicos asociados al completamiento con CTRS debido a que sólo se requiere una conexión en fondo de pozo en comparación con los acoplamientos de varillas de bombeo en un completamiento convencional. Es razonable predecir que la eliminación de acoplamientos resulta en una reducción significativa del tiempo de corrida hacia abajo y actividades que normalmente se requieren, como la recuperación y la reparación de las sargas de varillas.

El desgaste asociado al contacto de una varilla de bombeo en ida y vuelta se minimiza o se elimina. Como se observa en la figura 21, en el completamiento convencional, la geometría creada por la configuración puede resultar en concentraciones relativamente altas de esfuerzos en los puntos de contacto si el completamiento no es perfectamente vertical.

Para aplicaciones CTRS esta fuerza normal está bien distribuida y tendrá una mayor oportunidad de permanecer por debajo de cualquier nivel crítico de desgaste abrasivo.

³⁹ FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Texas, USA. 9-10 Abril del 2002. SPE 74832.

Figura 21. Distribución de esfuerzos de contacto



Fuente: FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Houston, Texas, U.S.A., 9-10 Abril del 2002.

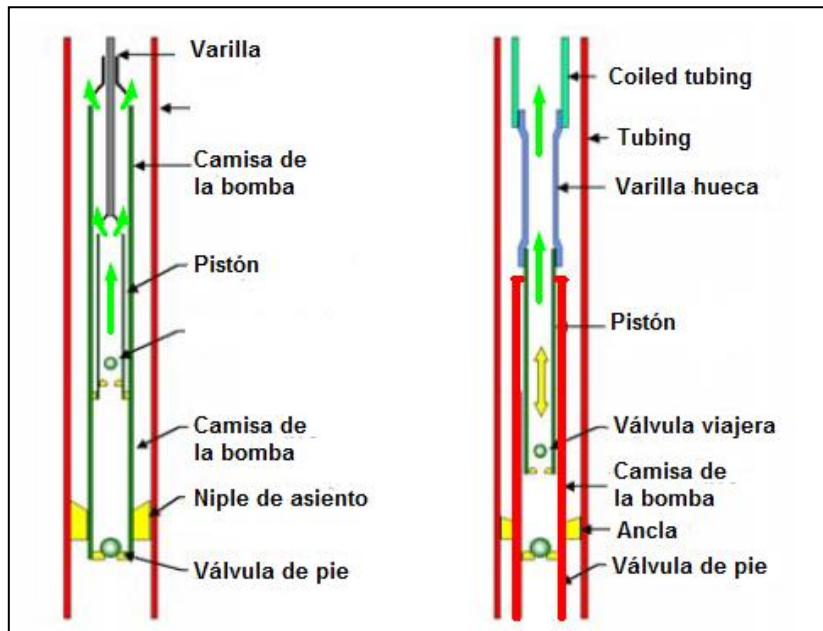
2.3.1 Diseño básico del sistema

2.3.1.1 Equipo de fondo de pozo

En esta aplicación, la tubería flexible se conecta en fondo de pozo a una bomba reciprocante para el accionamiento mecánico y el fluido producido se lleva a la superficie por el interior de la sarta de CT. Las dos ventajas principales de este sistema son la eliminación de las conexiones de varillas de bombeo convencionales y sus problemas asociados, así como una opción para el completamiento de pozos tipo slim hole.

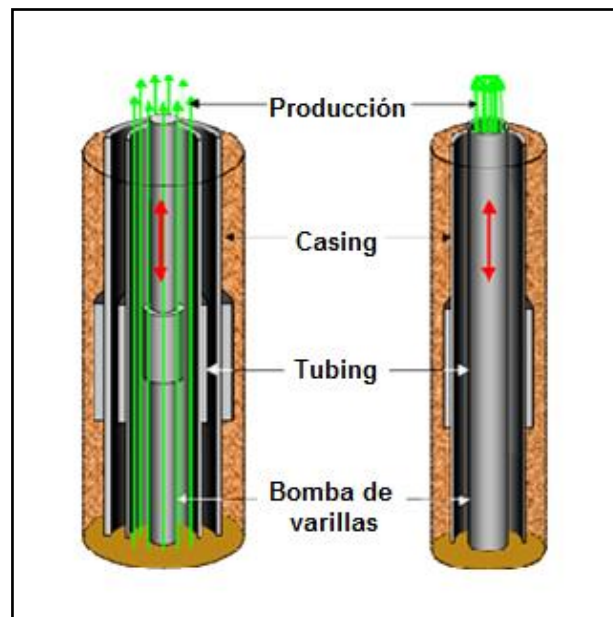
El uso de tubería flexible para sustituir la varilla convencional, y la configuración de un sistema de bombeo estándar de tal manera que el flujo de salida se desplace a la superficie por el interior del CT, permite una reducción significativa en el tamaño necesario del pozo para una tasa de producción determinada.

Figura 22. Configuración en fondo del sistema convencional y el CTRS



Fuente: FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Houston, Texas, U.S.A., 9-10 Abril del 2002.

Figura 23. Producción en un sistema convencional y con CTRS



Fuente: FALK, K., Rowland, S., Stewart, J., Birkelbach L., Leniek, H. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Houston, Texas, U.S.A., 9-10 Abril del 2002.

En la mayoría de las aplicaciones de este sistema, se tiene una sarta CTRS, una bomba y un ancla. Todos estos componentes se instalan en superficie y se sientan en el pozo en un solo viaje.

2.3.1.2 Equipo de superficie

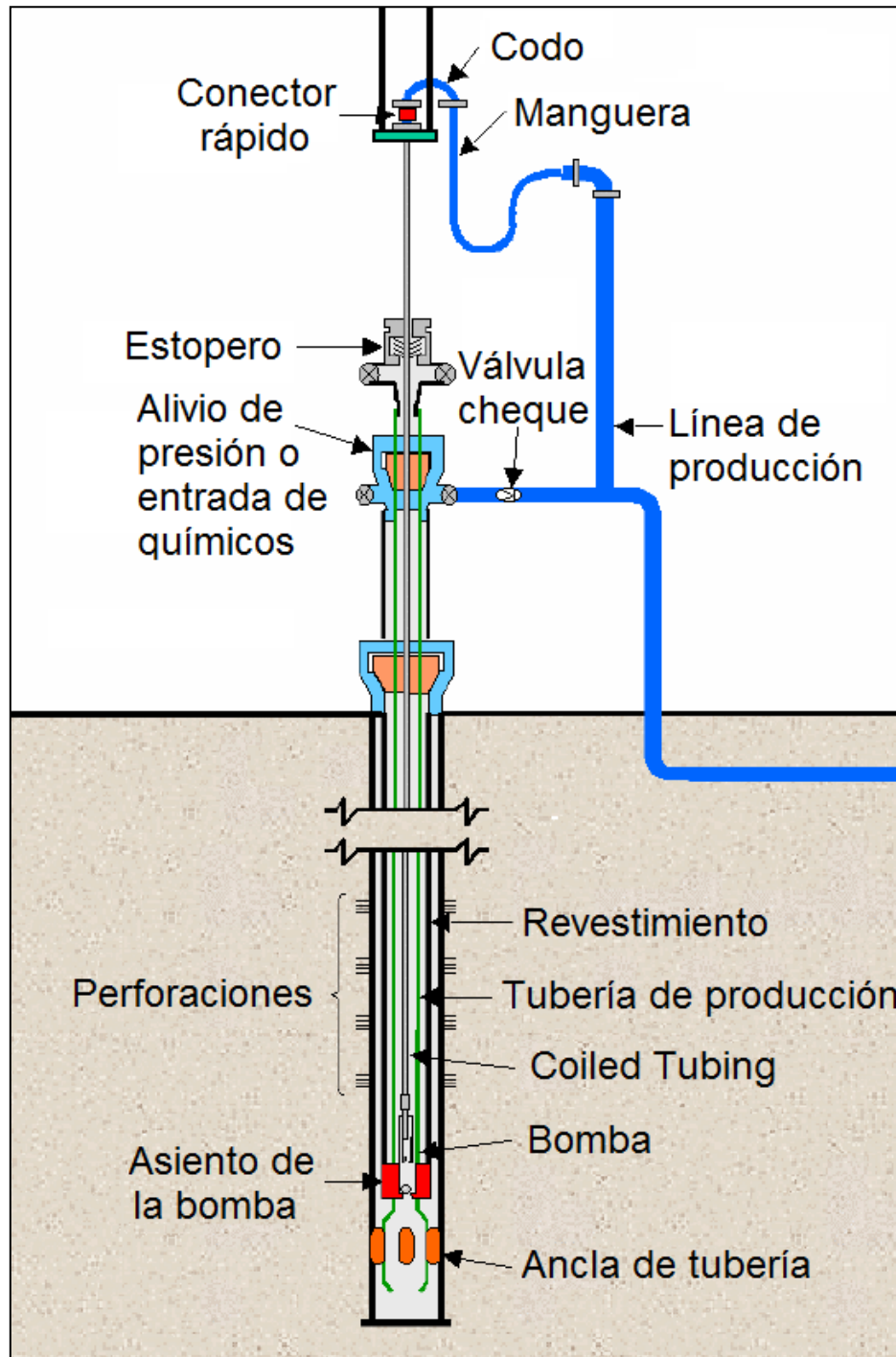
En superficie, la sarta de CTRS se extiende desde la boca del pozo hasta llegar a las cuñas y se cuelga a estas mediante un sujetador de barra pulida (polished rod clamp). De esta manera, el CTRS también puede actuar como su propia barra pulida a través del sistema de sellado.

Sin embargo, en varias aplicaciones es común el uso de una varilla pulida hueca para sostener el completamiento, ya que esta puede brindar una mayor resistencia a la tensión que el CT y también está diseñada especialmente para esta aplicación.

Conectado a la parte superior de la sarta de CTRS se encuentra un accesorio con una articulación giratoria tubular de acero curvada o un tubo en U, que a su vez está conectado a una manguera flexible resistente a altas presiones, que finalmente enlaza la tubería de producción con la línea de flujo de la superficie hacia el separador (Figura 24).

Es importante tener en cuenta que cuando se está instalando el CT, se utiliza un conjunto de rodillos de enderezamiento para asegurar que la curvatura residual se elimina de la sarta. Una mala manipulación e instalación de la tubería flexible puede producir problemas en la producción del pozo.

Figura 24. Sistema CTRS



Fuente: FALK, K., Rowland, S., Stewart, J., Birkelbach L., Leniek, H. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Houston, Texas, U.S.A., 9-10 Abril del 2002.

2.3.2 Caso histórico⁴⁰

En la cuenca de San Jorge, tanto pozos perforados como nuevos proyectos tienen características que los hacen excesivamente sensibles al precio del petróleo o al costo de materiales y servicios utilizados para su explotación. Debido a esto, las empresas operadoras están permanentemente involucradas en la investigación de nuevas posibilidades para mejorar la rentabilidad de estos campos. La mayoría de los pozos tienen profundidades que oscilan entre 1640 pies y 7216 pies, produciendo a partir de varios yacimientos a la vez. El aceite y el gas tienen varios constituyentes que originan la depositación de parafinas, asfaltenos y carbonatos. Estas características generan la necesidad de frecuentes intervenciones con aceite caliente o trabajos de workover. A continuación se describen los casos en los que se utilizó el CTRS en dos de los pozos de la cuenca.

Reemplazo del tubing y las varillas de succión: La principal ventaja de instalar el Coiled Tubing es el reemplazo del tubing de 2,875 in y las varillas de 1 in, 0,75 in y 0,62 in normalmente usadas en pozos con revestimiento de 5,5 in. En consecuencia, el CT transmitirá el movimiento alternativo (hacia arriba y hacia abajo) a la bomba de fondo, y además conducirá el fluido producido hacia la superficie. Todos los elementos usados son comunes en el bombeo mecánico y en trabajos con CT, o tienen pequeñas modificaciones.

No existen estudios o experiencias que tomen en cuenta la fatiga del CT bajo las condiciones del bombeo mecánico. Solo hay trabajos experimentales en ciclos de fatiga que han sido desarrollados por los fabricantes, y estos toman como la principal causa de fatiga a la flexión y enderezamiento continuos en el carrete, el cuello de ganso y el cabezal inyector. La vida estimada debe ser

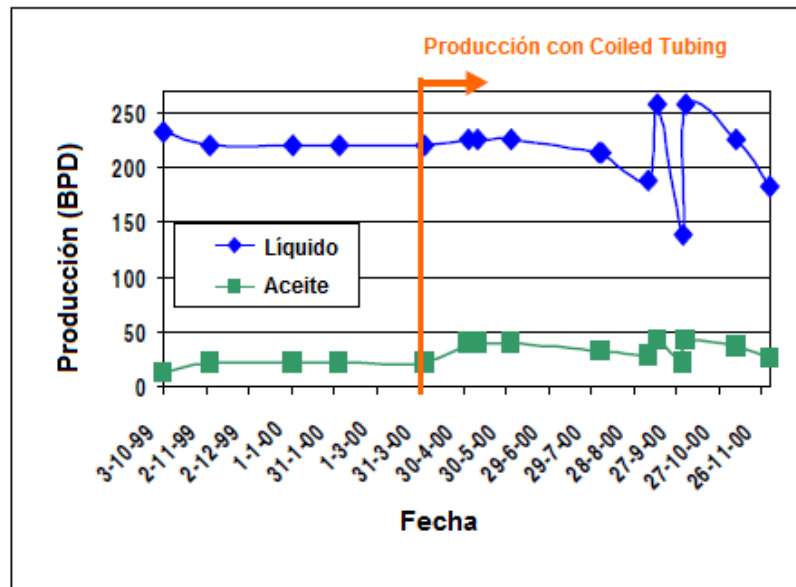
⁴⁰ ZURITA, D.N, et al. Use of Coiled-Tubing on Production Wells Located in the San Jorge Basin. Argentina, 25-28 de Marzo de 2001. SPE 69409.

tomada como una aproximación y, sobre todo, como un ejercicio que permita la observación de la interdependencia entre la geometría diferente y los parámetros de operación.

Existen pruebas de laboratorio en las que se simula la perforación con CT, con lo que se encuentra la relación entre la calidad del material removido por fricción y el trabajo realizado. Esta relación es llamada factor de abrasión. En base a estas pruebas se estima que el factor mencionado para esta producción es entre 0,1 y 0,3, los que bajo condiciones de operación normales, no representan un factor crítico. La abrasión entre el CT y el revestimiento puede reducirse instalando centralizadores.

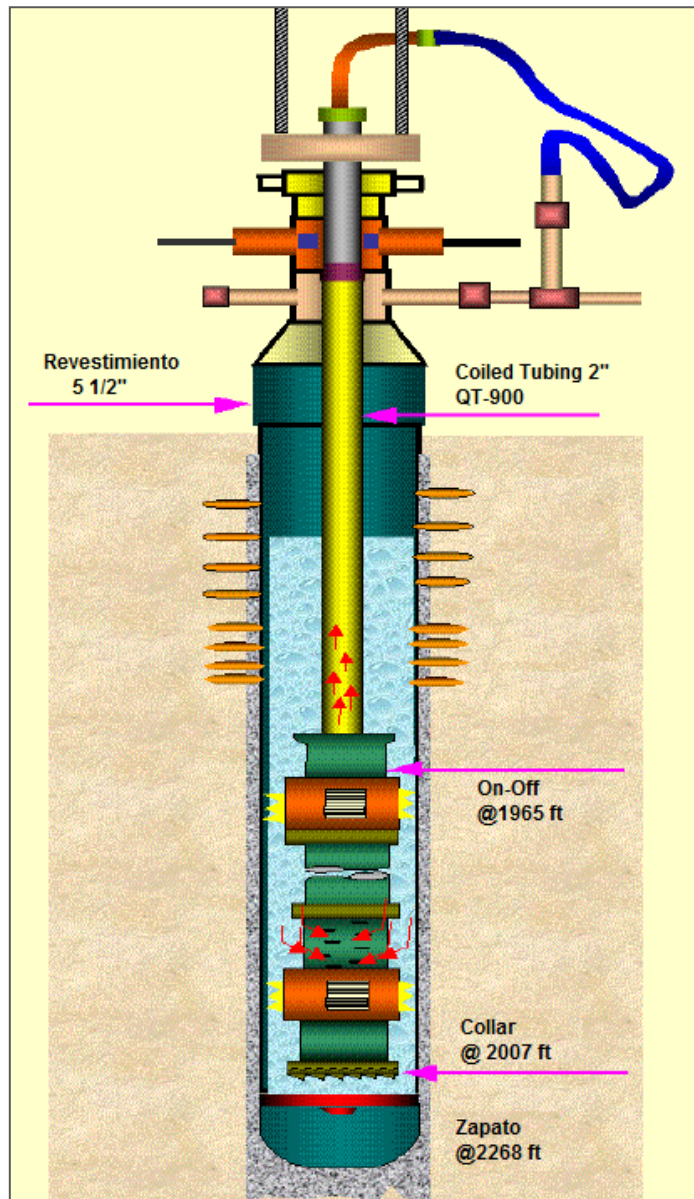
La primera instalación fue realizada en el pozo EG-304 el 31 de marzo del año 2000. Desde esa fecha el pozo había producido aproximadamente 219 BPD sin problemas, a una tasa de 5 strokes por minuto.

Figura 25. Producción del pozo EG-304 antes y después del CTRS



Fuente: ZURITA, D.N, et al. Use of Coiled-Tubing on Production Wells Located in the San Jorge Basin. Argentina, 25–28 de Marzo de 2001. SPE 69409, 6 p.

Figura 26. Pozo EG-304



Fuente: ZURITA, D.N, et al. Use of Coiled-Tubing on Production Wells Located in the San Jorge Basin. Argentina, 25-28 de Marzo de 2001. SPE 69409, 6 p.

Reemplazo de las varillas de succión: Un diseño similar al anterior fue instalado en el pozo LP-1079 el 31 de marzo del año 2000 (Figura 27). El pozo paró de producir el 29 de junio del año 2000. Luego fue intervenido, y se estableció que la fricción entre el CT y el revestimiento había originado un

agujero en la tubería flexible. Se reemplazaron 82 ft de CT, y se puso el pozo en producción hasta el 21 de agosto de este mismo año. Un nuevo agujero fue detectado a esta fecha. Luego de esta intervención la instalación del CT fue reemplazada por el completamiento tradicional. Esto fue decidido luego de verificar que, después de desarmar las bombas en ambas intervenciones, ambas estaban pegadas por la acumulación de arenas.

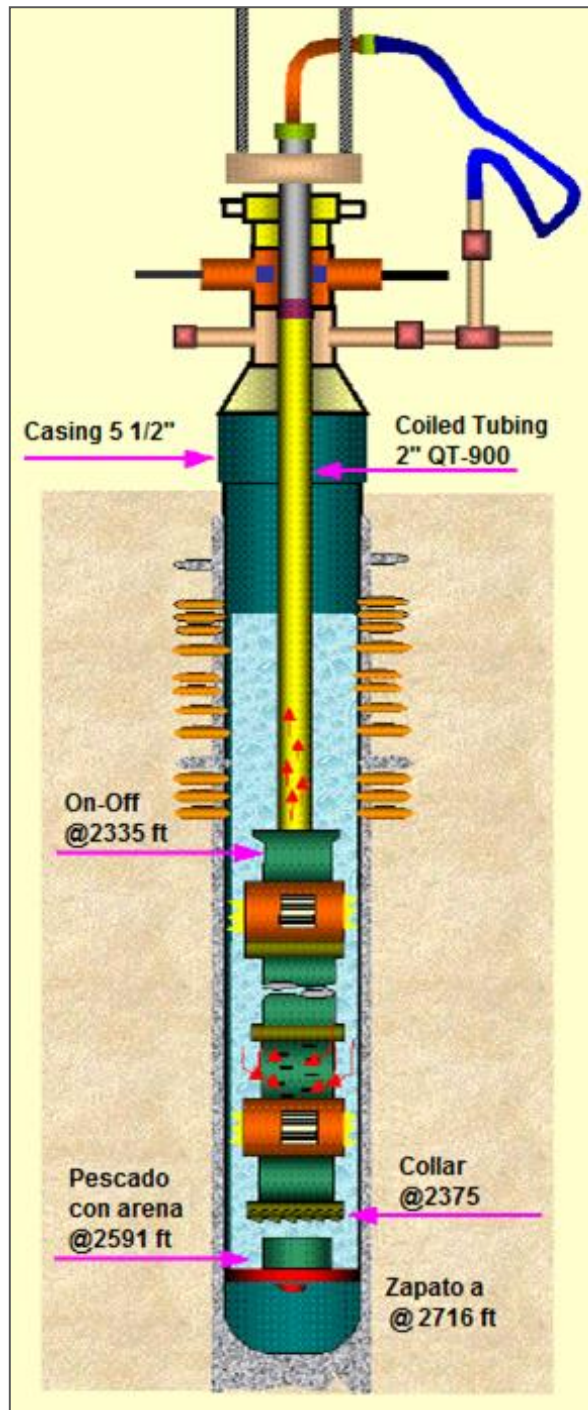
Esto hace posible la brindar una explicación a los agujeros en el CT. La explicación es que debido a que se produce arena junto con fluidos (evento común en estos pozos), la bomba se pega y la fuerza aplicada produce el pandeo del CT y la fricción contra la pared del revestimiento. Luego se confirmó que el pozo tenía además algunos problemas de producción de arenas por la existencia de un tubing pegado en la arena de fondo.

Incluso si el caso de instalación en el pozo LP-1079 fue removido, la experiencia sirve para ayudar a definir las limitaciones en el diseño. Los pozos con alto contenido de arenas no son buenos prospectos para reemplazar el tubing y las varillas de succión.

A través de las dos experiencias fue subsecuentemente probado que los cambios de la bomba son mucho más rápidos que los realizados con el diseño tradicional de tubing y varillas de succión.

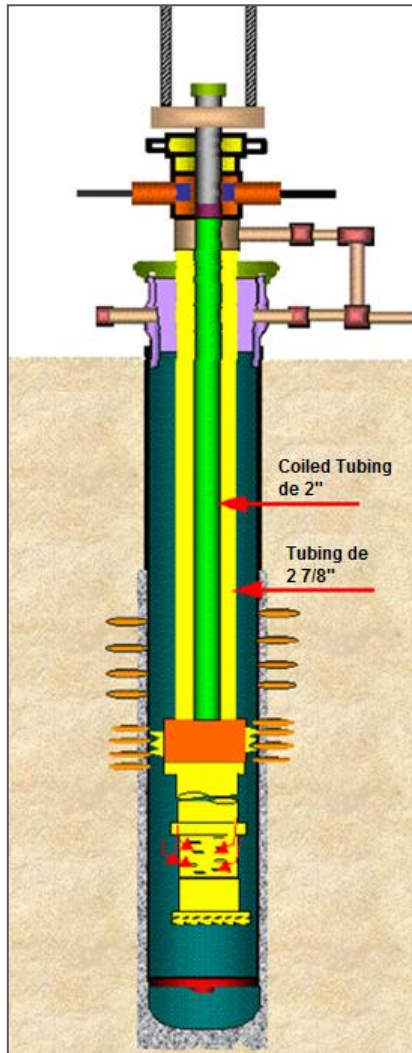
Debido a que el CT solo debe transmitir el movimiento a la bomba, los elementos usados son consecuentemente idénticos a los utilizados en el bombeo mecánico convencional. El objetivo de este diseño es su aplicación en pozos con un alto número de intervenciones, y por lo tanto, un alto costo de operación. Estas intervenciones son debido a las fallas en las varillas de succión y conllevan a costosas intervenciones por el costo de la torre y el material de reemplazo, así como pérdidas de producción.

Figura 27. Pozo LP-1079



Fuente: ZURITA, D.N, et al. Use of Coiled-Tubing on Production Wells Located in the San Jorge Basin. Argentina, 25-28 de Marzo de 2001. SPE 69409, 7 p.

Figura 28. Pozo PT-88



Fuente: ZURITA, D.N, et al. Use of Coiled-Tubing on Production Wells Located in the San Jorge Basin. Argentina, 25–28 de Marzo de 2001. SPE 69409, 7 p.

El mayor inconveniente de las varillas de succión es que son elementos expuestos a un manejo no siempre adecuado (strokes, torceduras, flexiones, rompimiento de juntas, etc.) y, por otra parte, tienen la desventaja de su geometría irregular. Su geometría irregular es la responsable del hecho de que la mayoría de los trabajos de pesca son realizados en las juntas roscadas. Esto se debe al sucesivo rompimiento y reparación de las juntas, exceso o defecto del torque aplicado, puntos de concentración del esfuerzo o

fatiga, y, gracias a su gran diámetro comparado con el cuerpo de la varilla, son los puntos de contacto con el tubing, lo que genera un desgaste rápido.

Este sistema evita el pandeo del CT al estar soportado por la tubería de producción. Esto se confirma con el pozo PT88 (Figura 28); a mediados del año 2000, el CT de 1,5 in que reemplazó la sarta de varillas en el pozo PT-88 fue removida, observándose que no mostraba rasgos de abrasión ni fatiga.

Consecuentemente, el CT es una alternativa en pozos en los cuales, debido a su producción y a los problemas con las fallas en las varillas, la inversión puede ser justificada.

2.3.3 Beneficios potenciales

- El CT tiene un diámetro mucho menor al de la tubería de producción, así que producir fluidos por éste y no por el anular, aumenta la velocidad y reduce el tiempo que tarda el fluido en alcanzar la superficie desde el fondo del pozo, lo que ayudaría al fluido a conservar la temperatura a través del ascenso previniendo o reduciendo la precipitación de parafinas en la línea.⁴¹
- La posibilidad de bombear productos químicos que contribuyen con el mejoramiento del flujo de fluidos mediante la prevención de depósitos de incrustaciones y la reducción de la viscosidad en el caso de los crudos pesados.⁴²

⁴¹ Ibid., 5 p.

⁴² FLORES ÁVILA, F., et. al. New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil. Ciudad de México, México. Abril del 2012. 2 p.

- Con la reducción de diámetro, la presión de abandono puede disminuir, y en consecuencia aumentar el recobro estimado a partir de zonas con baja productividad.
- La tubería flexible a diferencia de la varilla de bombeo, es continua y no tiene ningún tipo de junta entre fondo y superficie, lo que se traduce en un menor tiempo de viaje para su instalación y reparaciones que requieran la extracción de la tubería, además de la eliminación de los problemas relacionados a fallas en las juntas.
- La ausencia de juntas también disminuye el desgaste por contacto asociado al trabajo cíclico cuando se trabaja en pozos que no son completamente verticales, ya que en la bomba de varillas el esfuerzo se acumula en zonas de contacto con la tubería de producción. Con el CT el esfuerzo se distribuye uniformemente a lo largo de éste, disminuyendo la posibilidad de desgaste por abrasión.
- Las juntas poseen un diámetro mayor al de la varilla, produciendo una caída de presión adicional en cada una de ellas, por lo que un completamiento sin juntas reduciría las pérdidas de presión por fricción al producir fluidos.⁴³
- Debido a la forma del CT, su momento de inercia es mayor al de una varilla convencional, lo que se traduce en una mayor resistencia al pandeo producido por las cargas normales. Al ser más rígido que la varilla de bombeo, el CT requiere un menor peso para ser igual de efectivo que ésta.

⁴³ FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Texas, USA. Abril del 2002. SPE 74832. 3 p.

2.3.4 Consideraciones para su implementación

Debido al hecho de que la tubería flexible no es una barra sólida como una varilla de bombeo, los criterios de diseño son diferentes a los del método utilizado actualmente para el bombeo mecánico por varillas, y se debe tratar como un completamiento con sarta de tubería sometido a una carga cíclica. Los efectos que deben tenerse en cuenta para el diseño son la temperatura, la expansión y el pandeo mecánico e hidráulico. Una vez que todos estos efectos han sido evaluados bajo las condiciones de operación, deben ser trazados y evaluados con la elipse de plasticidad.⁴⁴

Dado que no existen datos analíticos para confirmar el modelo de fatiga, Falk (Falk (2002)) sugiere el diagrama Goodman de la API modificado (RP11BR API) para validar que la tubería flexible no será sobrecargada. Falk afirma que si bien el diagrama se utiliza comúnmente para las varillas de bombeo de acero, el material de la tubería flexible es comparable con el acero utilizado en las varillas. En este trabajo se sugiere que una modificación debe hacerse a las tensiones máximas y mínimas que deben considerarse al trazar el Diagrama de Goodman modificado, teniendo en cuenta la naturaleza triaxial de tensiones en un material tubular. En tales condiciones, no sólo un componente axial debe ser considerado, sino también los radiales y tangenciales.

⁴⁴ FLORES ÁVILA, F., et al. Using Coiled Tubing as Sucker Rods for SRP. Texas, USA. Marzo del 2012. SPE 154447. 1 p.

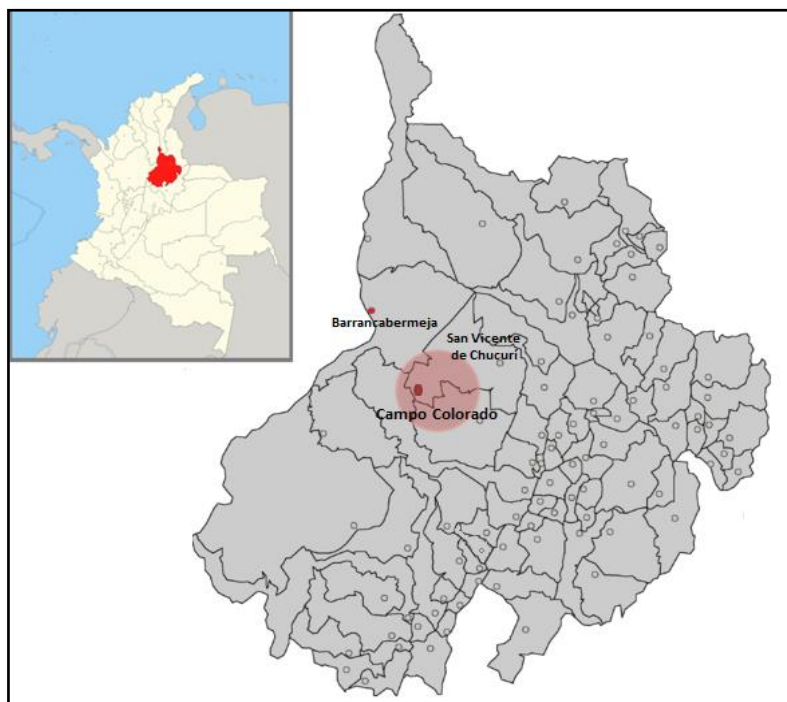
3. ZONA DE ESTUDIO: CAMPO ESCUELA COLORADO

3.1 GENERALIDADES

3.1.1 Ubicación geográfica

El Campo Colorado está localizado sobre la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), 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 el área de la concesión De Mares.

Figura 29. Ubicación del Campo Escuela Colorado



Fuente: Modificado. Archivo Campo Escuela Colorado.

3.1.2 Reseña histórica

Este campo comienza oficialmente la producción de crudo en 1945 con 15 perforaciones y para 1964 ya se tienen 75 pozos. Más tarde, en 1966 se presenta taponamiento de las líneas de extracción por parafinas, lo que causa problemas mecánicos y una disminución significativa en la producción de crudo que pasa de 1771 BOPD a 467 BOPD. Luego, en 1989 la producción disminuye definitivamente hasta un total de 47 BOPD, motivo por el cual los pozos son declarados de bajo potencial.⁴⁵ En la figura 30 se presenta la producción del campo hasta el año 2003, en que la producción llega a ser menor a 20 BOPD.

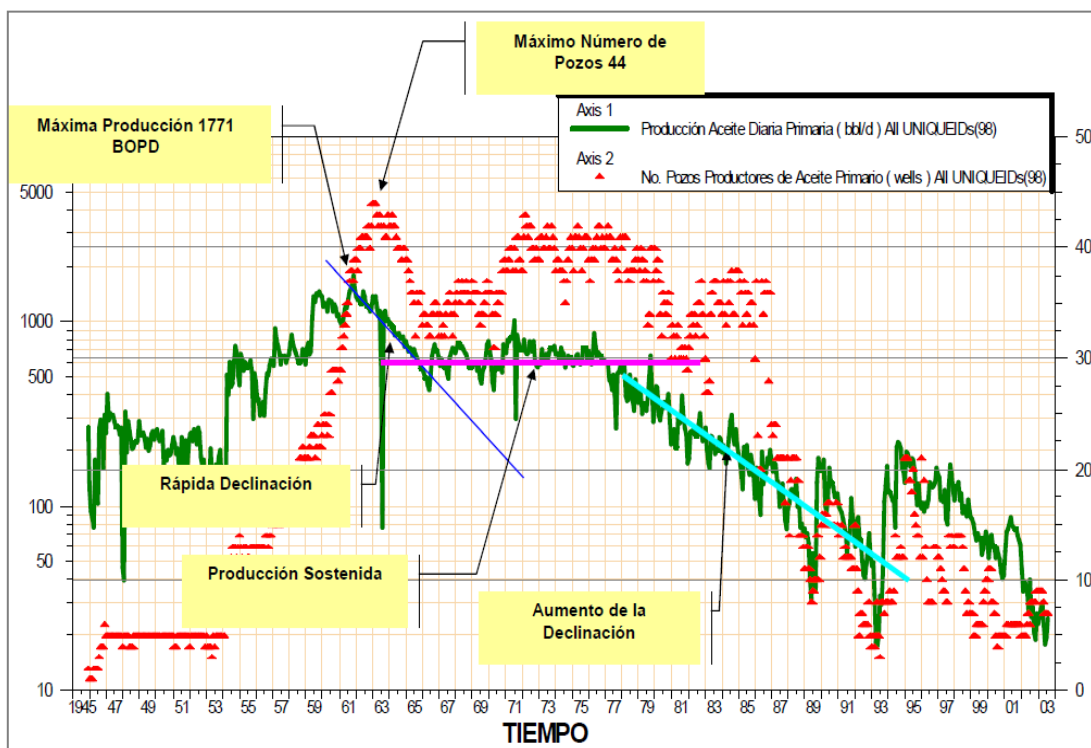
En junio del 2006 nace Campo Escuela Colorado bajo la firma un convenio con fines científicos y tecnológicos, entre Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander. Durante la etapa inicial (2007-2008), se reactivan los pozos: C-37, C-38, C-70 y C-75; y se aplica una nueva tecnología llamada Recoil (Pozo C-25), la cual se implementa para aprovechar mejor la producción del Campo Colorado y establecer un escenario propicio para la generación de nuevas técnicas y posibilidades de mejoramiento de la producción de crudo.

En el 2009, el Campo Escuela Colorado conduce a la UIS a buscar un aliado estratégico, la compañía de hidrocarburos WEIL. El día 5 de agosto de 2010 la WEIL realiza el primer trabajo de varilleo en el pozo C-75; dando inicio de esta manera a las operaciones del convenio UIS - WEIL en Campo Escuela Colorado.

⁴⁵ CAMPO ESCUELA COLORADO UIS - ECOPETROL S.A., [En línea]. Versión octubre de 2007. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Disponible en: <http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/campoEscuela.pdf>

A continuación, en la figura 30 se presenta el historial de producción previo al cierre del campo en el año 2003, este evidencia una producción sostenida en un promedio de 670 BOPD desde 1966 hasta 1976 y posteriormente la producción declina rápidamente por un incremento en la precipitación de parafinas, lo que genera la reducción de pozos activos llegando a una producción de 47 BOPD en 1989.

Figura 30. Producción histórica del Campo Colorado 1945-2003



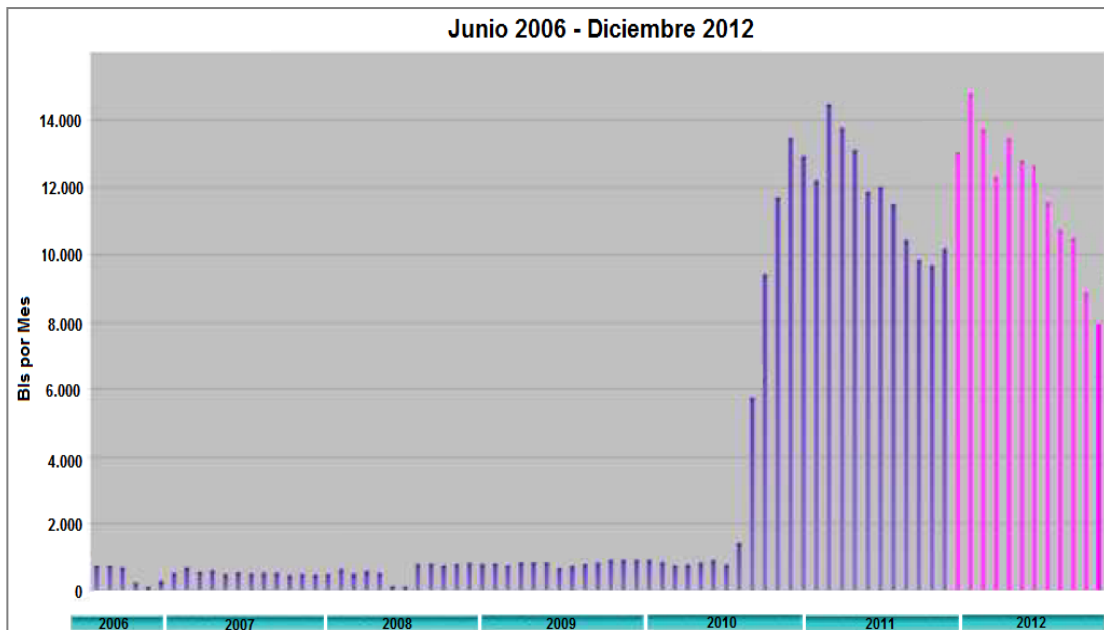
Fuente: Informe Dirección Ejecutiva del Campo Escuela Colorado convenio UIS - Ecopetrol S.A. Bucaramanga, octubre del 2007.

Al reactivarse el campo en el año 2006 y después de superar la etapa inicial, se obtiene un aumento de la producción, pasando de 23 a 400 barriles diarios en el 2011⁴⁶. En la siguiente figura se presenta la producción acumulada mensual, en que se evidencia que a partir del 2010 se mantiene

⁴⁶ Ibid., 29 p.

una mayor producción debido al programa de trabajos de mantenimiento y reactivación de pozos que comienzan a ejecutarse, lográndose una producción acumulada de 142.363 BOPD durante el año 2012.

Figura 31. Producción mensual del Campo Colorado 2006-2012



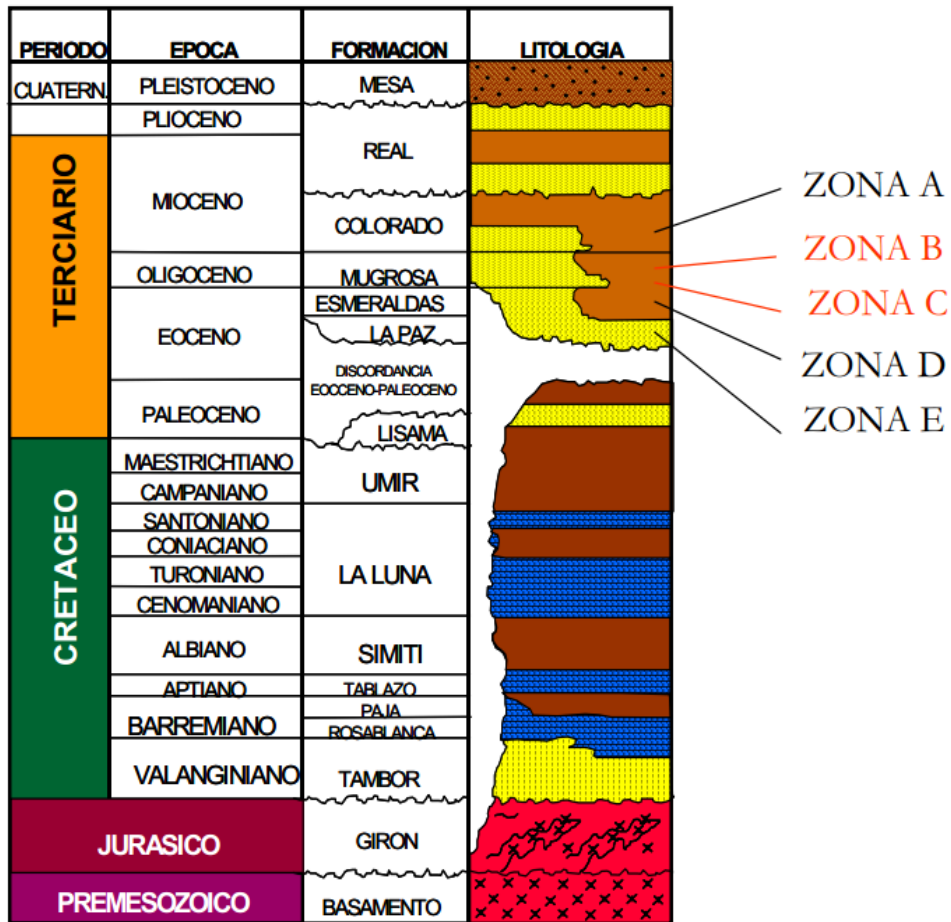
Fuente: Informe de Gestión del año 2012 - Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Enero de 2013.

3.1.3 Geología básica

La formación productora fundamental del Campo Escuela Colorado es la Formación Mugrosa, divididas en las zonas B y C a profundidades promedio de 1800 pies y 3500 pies respectivamente, de edad Oligoceno-Mioceno Inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico y caracterizada por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental.

En la figura 32 se presenta la columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, especificando todas las formaciones productoras del Campo Escuela Clororado.

Figura 32. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM



Fuente: CAMPO ESCUELA COLORADO UIS – ECOPELROL S.A., [En línea]. Versión octubre de 2007. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Disponible en: <http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/campoEscuela.pdf>

La interpretación de cada una de las correlaciones estructurales realizadas para el modelo geológico de Campo Escuela Colorado en el año 2012 involucra la determinación del tope de la Formación Mugrosa, las Zonas B y C, y la base de la Formación Mugrosa - tope de la Formación Esmeraldas. La

interpretación detallada de las correlaciones estructurales se realizó con base en la localización real de cada uno de los pozos para el campo, esto permitió corroborar la existencia del mayor rasgo estructural que afecta el campo que es la Falla de Colorado, un fallamiento de tipo inverso cuya dirección es N-S con buzamiento hacia el este.

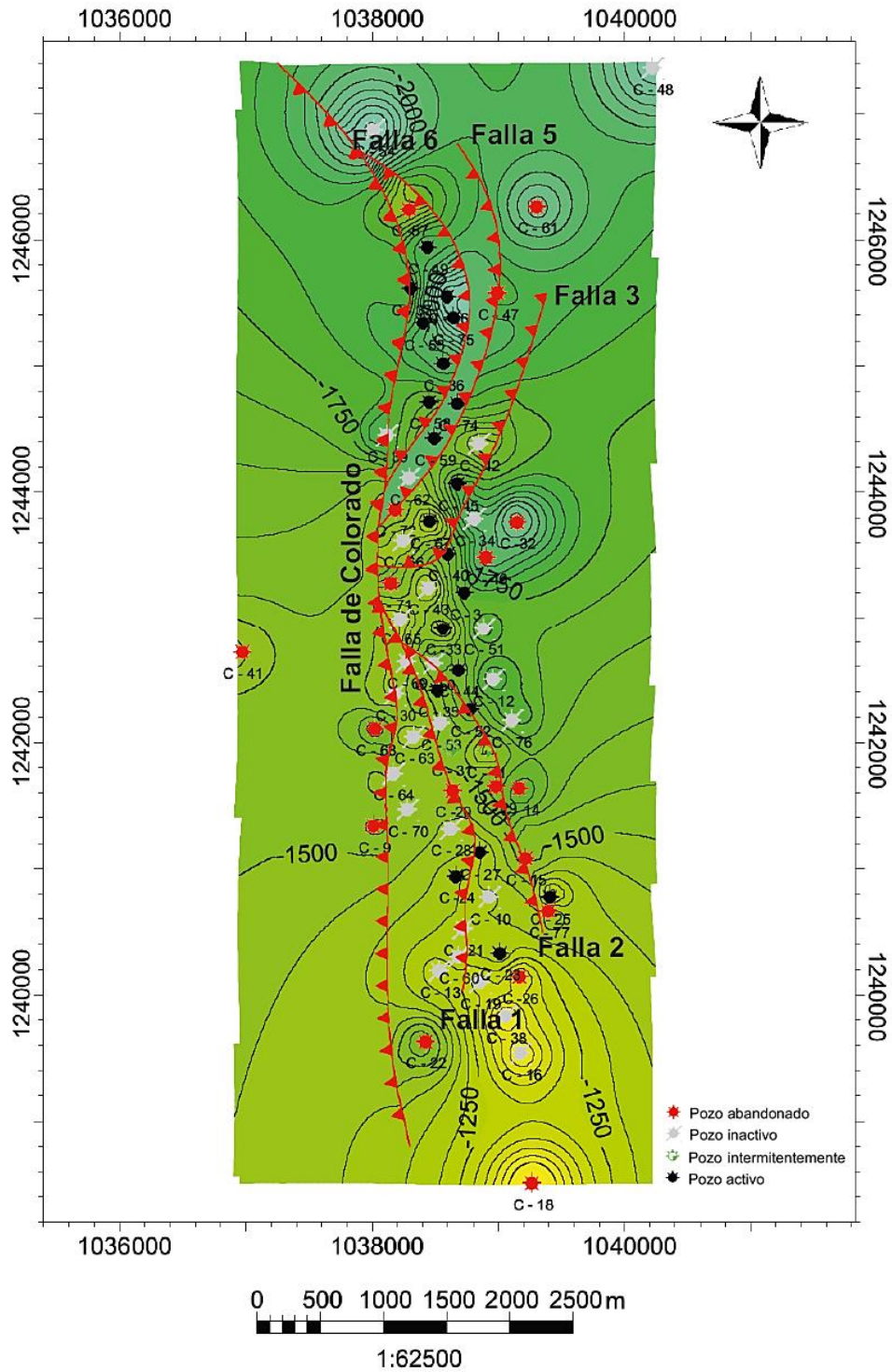
Además, se logró establecer un sistema de 7 fallas inversas de las cuales solo 5 se tomaron para desarrollar el modelo estructural (fallas 1, 2, 3, 5 y 6, se excluyeron las fallas 4 y 7 debido a que son rasgos estructurales locales). Estas correlaciones permiten establecer el sistema de fallas que afecta el Campo Escuela Colorado, eliminándose por completo el sistema de fallas que delimitaba cada uno de los bloques definidos en el campo anteriormente y denominados bloques I, II, III, IV y V.

En la figura 33 se aprecia el modelo geológico del Campo Escuela Colorado que ofrece información acerca la presencia de fallas y muestra que la mayoría de los pozos productores se encuentra en una zona delimitada por la falla de Colorado y la falla 6. También muestra pozos activos relacionados a pequeñas estructuras que cierran contra las fallas.

3.2 LOCALIZACIÓN DE POZOS Y VÍAS DE ACCESO

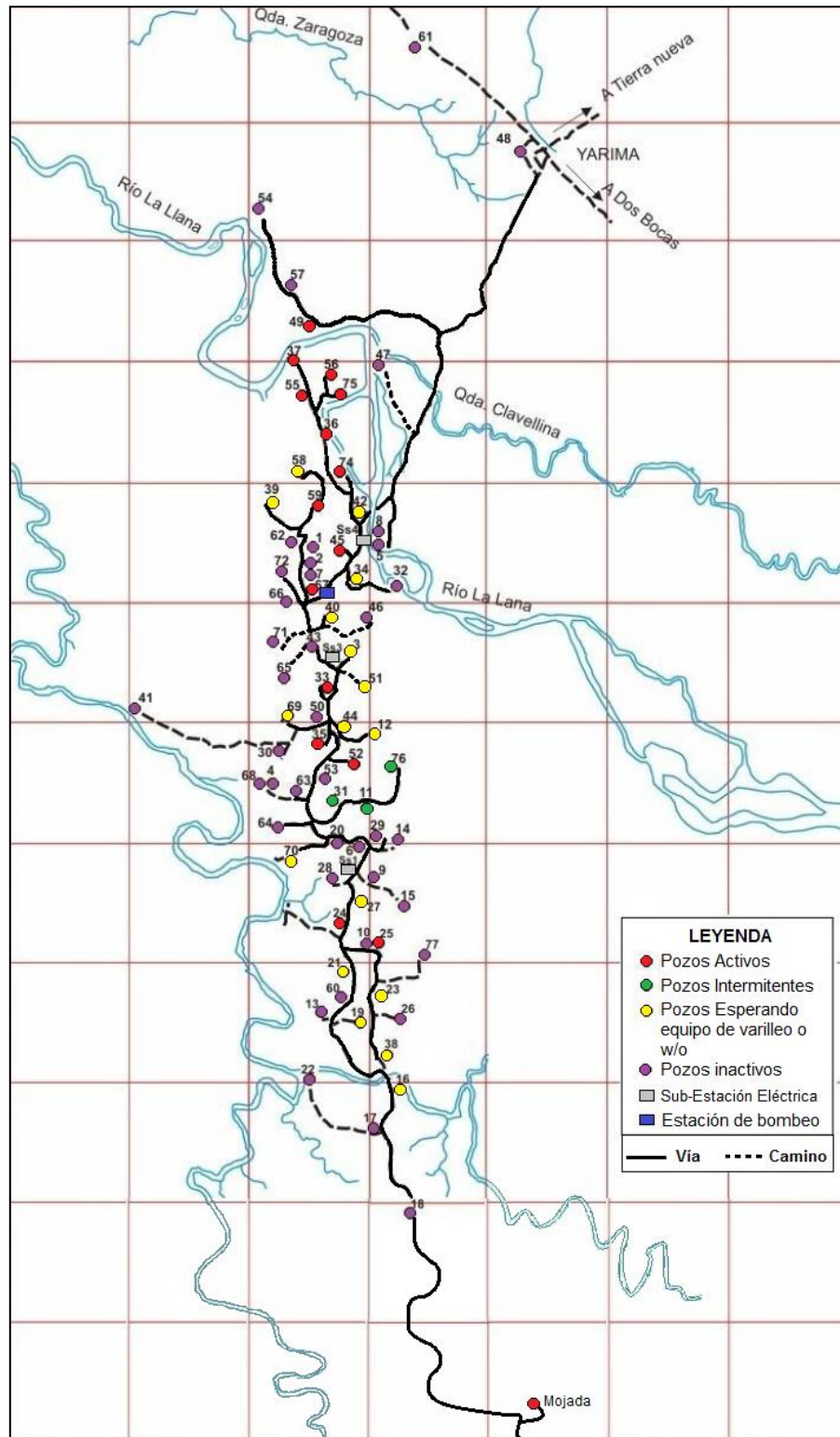
La figura 32 presenta un mapa con la ubicación de los pozos dentro del CEC, así como las vías o caminos de acceso a cada uno de ellos y las estaciones eléctricas y de bombeo. La vía principal del campo parte desde Yarima en dirección Suroeste, desde esta vía se abren ramales y caminos que permiten el ingreso a los pozos. Los cuales se encuentran clasificados como activos, intermitentes, esperando equipo de varilleo/workover e inactivos, según el reporte de febrero del año 2013.

Figura 33. Modelo geológico Campo Escuela Colorado



Fuente: Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones (GIGHC). Modelo geológico de Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, Santander. Diciembre, 2012. 108 p.

Figura 34. Mapa de vías de Campo Escuela Colorado

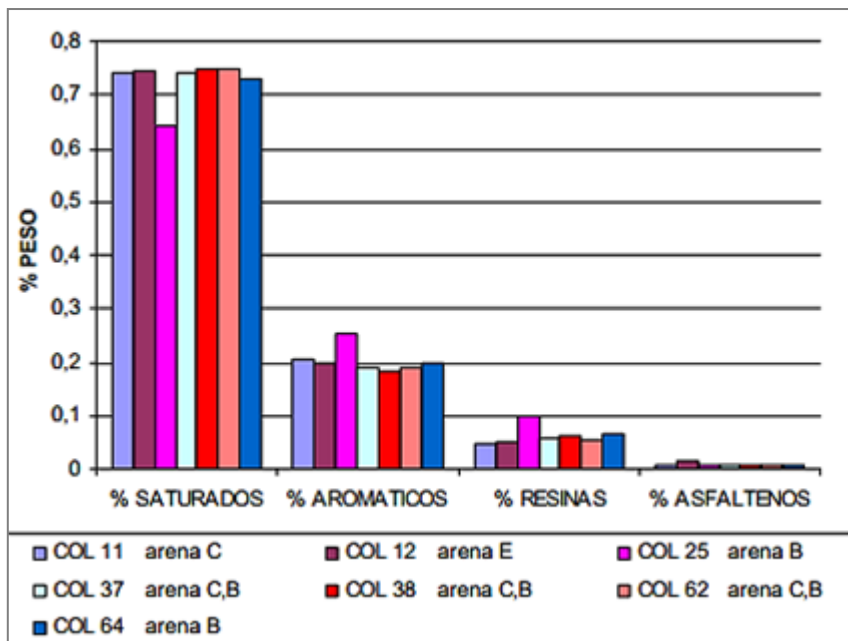


Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

3.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

El crudo producido en el CEC se clasifica como parafínico, así lo confirma el análisis SARA para algunos de los pozos del campo presentado en la Figura 35, en el cual se observa que la fracción de hidrocarburos saturados supera el 50% del porcentaje en peso. Este enriquecimiento es dado por la alta madurez termal, lo cual es evidenciado también por los valores de gravedad API entre 33° y 40°API (Según Toloza S, 2009). El mecanismo de producción predominante en este campo es empuje por gas en solución⁴⁷, el yacimiento está depletado, presentando una alta producción de gas.

Figura 35. Análisis SARA crudo del Campo Colorado



Fuente: CRISTANCHO, D., HOYOS, Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. 2008. Bucaramanga, Santander, 2013. 146 p. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

⁴⁷ DALLOS, Hugo. MENDOZA, Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, Santander, 2013. 101-107 p. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

Tabla 1. Propiedades de las arenas productoras

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidades
Temperatura de Yacimiento	114	174	186	186	°F
Gravedad	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	Pies
Presión de Burbuja Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad a Pb	1.64	0.462	0.441	0.442	cP
Factor volumétrico a Pb	1.091	1.401	1.373	1.373	Rb/Stb
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
Saturación inicial de agua	40	40	50	50	%
Gas en solución a Pb	140	648	667	667	Pc/BI
Aceite original OOIP	20.062	37.336	0.507	0.157	MBIs
Espesor promedio	50	57	25	25	Pies
Área	634	1083	~	~	Acres

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

El problema operativo más importante, desde los inicios de la vida útil del campo es la precipitación de parafina en los sistemas de producción, dada la naturaleza del aceite. El manejo de este inconveniente ha sido inyectar aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo, los cuales son recirculados a través del equipo de subsuelo.

3.4 PRODUCCIÓN Y ESTADO DE LOS POZOS

El sistema de producción de todos los pozos del Campo Escuela Colorado es levantamiento artificial por bombeo mecánico, con bombas de subsuelo tipo “R” o de varilla, que producen a través de pozos revestidos y cañoneados con un completamiento simple, que generalmente se compone de tubing de 2⁷/₈ de pulgada con un tubo de cola de 2³/₈ pulgadas.⁴⁸

⁴⁸ Información suministrada por personal de Campo Escuela Colorado.

La producción de fluidos en el Campo Escuela Colorado actualmente se encuentra parada por litigios contractuales. Para la última fecha en que se reportó la producción se tenía una producción aproximada de aceite de 300 barriles por día⁴⁹; en la tabla 2, se especifican el estado y la producción promedio por pozo para el mes de febrero de 2013.

Tabla 2. Pozos Activos - Produciendo

POZOS ACTIVOS (15)	NETO BOPD	AGUA BPD	BRUTO BPD
COL 36	25	0	25
COL 75	5	0	5
COL 37	14	0	14
COL 55	32	0	32
COL 56	11	0	11
COL 74	25	0	25
COL 33	12	1	13
COL 59	17	1	18
COL 35	6	0	6
COL 52	6	14	20
COL 25	4	0	4
COL 49	24	1	25
COL 67	55	0	55
COL 45	7	0	7
Mojada	26	0	26
PRODUCCIÓN TOTAL	269	17	286

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

Tabla 3. Pozos Activos - Intermitentes

POZOS INTERMITENTES (3)	NETO BOPD	AGUA BPD	BRUTO BPD
COL 11	1	0	1
COL 76	3	0	3
COL 31	8	0	8
PRODUCCIÓN TOTAL	12	0	12

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

⁴⁹ Archivo Campo Escuela Colorado. Informe de producción. Febrero de 2013.

Tabla 4. Pozos Inactivos - Esperando equipo de varilleo/W.O.

POZOS ESPERANDO EQUIPO DE VARILLO / W.O. (17)	NETO BOPD	AGUA BPD	BRUTO BPD
COL 23: Pegado-parafinado	16	0	16
COL 27: Parado	8	0	8
COL 03: Parado			
COL 44: Parado			
COL 40: Pegado-parafinado			
COL 58: Parado			
COL 51: Parado			
COL 12: No produce			
COL 39: En observación. Dejó de producir.			
COL 70: Parado. Daño en la línea.			
COL 42: Esperando equipo de varilleo			
COL 38: Parado			
COL 69: Parado			
COL 21: En observación. Alto corte de agua			
COL 16: 100% agua. Esperando eq. W.O.			
COL 34: 100% agua. Esperando eq. W.O.			
COL 19: Esperando equipo de varilleo			
PRODUCCIÓN TOTAL	24	0	24

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado. Informe de producción: Febrero de 2013.

Los pozos abandonados se presentan a continuación en la tabla 5, se reporta además el año y la causa del abandono. Revisando la información acerca de estos pozos, es apreciable que no existe ninguna posibilidad de que sean reactivados. Además, por su tipo de abandono, impactos sociales y ambientales actuales, ECPT considera que deben realizarse las operaciones de abandono adecuadas en la mayoría de ellos; actividades que serán desarrolladas en un corto plazo.

Tabla 5. Pozos Abandonados

POZOS ABANDONADOS	AÑO DE ABANDONO	MOTIVO	ESTADO
COL 01	1923	Revestimiento colapsado	Sin tapón
COL 02	1925	Alta RGA	Sin tapón
COL 04	1928	Problemas durante la perforación	Sin tapón
COL 05	1928	100% Agua	Tapón a superficie
COL 06	1931	Problemas durante la perforación	Tapón a 1868 ft
COL 08	1930	Problemas durante la perforación	Tapón a superficie
COL 14	1946	100 % Agua	Tapón a 68 ft
COL 15	1947	100 % Agua	Tapón a 175 ft
COL 20	1967	100 % Agua	Tapón a 1974 ft
COL 29	1955	Pozo Seco	Tapón a 600 ft - Teórico
COL 32	1956	Pozo Seco	Tapón a 3970 ft - Teórico
COL 41	1958	Pozo Seco	Tapón a 525 ft
COL 46	1959	100 % Agua	Tapón a 4050 ft
COL 47	1959	Pozo Seco	Tapón a 450 ft
COL 48	1960	Productor de agua y gas	Tapón a 5200 ft
COL 71	1962	Pozo Seco	Tapón a 23 ft
COL 77	1964	Pozo Seco	Tapón a Superficie

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado. Estado actual de pozos abandonados: 2011.

Además de los pozos relacionados en la tabla anterior, Campo Escuela Colorado tiene otros 2 pozos más, registran ubicación existente pero nunca se perforaron, COL 17 y COL 73.⁵⁰

⁵⁰ PARRA, Lisseth. Categorización de los residuos peligrosos generados en el Campo Escuela Colorado aplicando la resolución 1362 de 2007. Bucaramanga, Santander, 2013. 75-76 p. Trabajo de grado (Ingeniera de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

4. DISEÑO CONCEPTUAL DEL PILOTO

4.1 SELECCIÓN DEL SISTEMA

En el segundo capítulo se presentaron las aplicaciones del CT en el levantamiento artificial de fluidos. Como se expuso, actualmente existen tres diferentes sistemas en los que se ha implementado la tubería flexible para dar solución a determinados problemas. Sin embargo, por diversas razones, no todas estas alternativas son viables para el desarrollo de un proyecto en un campo como el CEC, con un bajo potencial de producción y precipitación de sólidos orgánicos.

En la Figura 36 se describen los beneficios obtenidos al implementar cada tecnología en varios casos alrededor del mundo y posteriormente se analiza cada sistema, con el fin de elegir el más adecuado para el piloto.

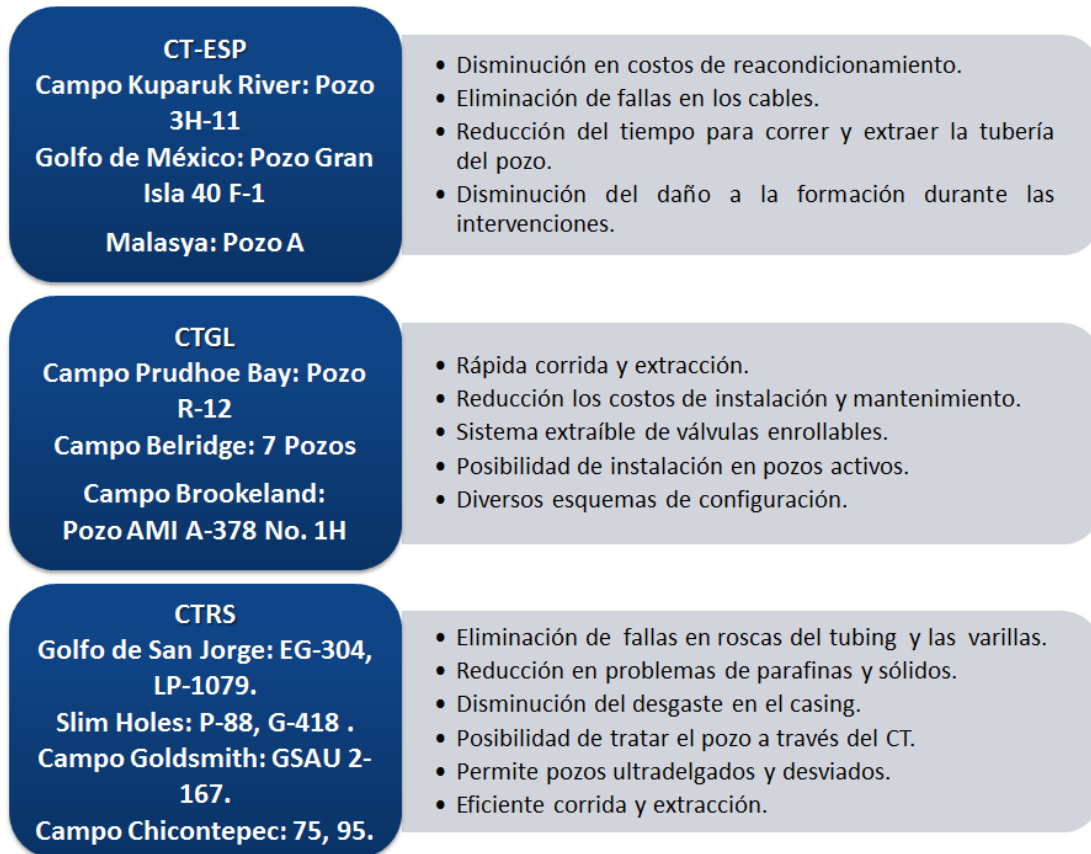
▪ CT-ESP

Los cambios generados al emplearse CT-ESP están fuertemente asociados con la reducción de costos en trabajos de reacondicionamiento y disminución de fallas en el cable eléctrico; su diseño en ningún momento modifica el funcionamiento esencial de la bomba. Por lo tanto, los criterios para su implementación son básicamente los mismos que para el sistema de bombeo electro sumergible convencional.

En este orden de ideas, se sabe que el sistema de bombeo electro sumergible es particularmente exitoso cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos, con bajas relaciones gas aceite. De modo que, en un campo con tan bajo potencial como es el CEC, no

podría contemplarse la implementación este sistema en particular y consecuentemente tampoco la del CT-ESP.

Figura 36. Beneficios de cada sistema en los casos aplicados.



Fuente: Autores.

▪ CTGL

Debido a que la implementación de un sistema de levantamiento neumático trae consigo un muy elevado costo de inversión inicial, por ser necesaria la adquisición de equipos para garantizar su operación, como lo son los compresores de gas y las sartas de CT equipadas con válvulas de gas lift. Sin embargo esta es una opción que puede evaluarse.

- **CTRS**

El CTRS se eligió como el sistema más adecuado para ejecutar la evaluación del piloto, esta decisión se toma principalmente por la existencia de casos aplicados en los que se han obtenido resultados favorables en la reducción de problemas por la depositación de sólidos orgánicos en analogía con las situación que se presentan en el Campo Escuela Colorado.

Además, el Campo Colorado actualmente utiliza como sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico por lo que esta aplicación representa una alternativa viable al tenerse un amplio manejo del sistema en el campo y la disposición de herramientas o equipos necesarios para brindar soporte.

Ya que el sistema CTRS se seleccionó como el área de estudio del proyecto piloto, todos los procedimientos que se describen a continuación se enfocan entonces, en evaluar los beneficios que puede traer esta aplicación al Campo Escuela Colorado.

4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

A partir de información recopilada acerca de cada uno de los pozos del Campo Escuela Colorado y del estudio realizado sobre la tecnología CT, se desarrolla un proceso lógico para establecer candidatos con base en el análisis de los requerimientos del pozo para implementar el Coiled Tubing como parte de su sistema de levantamiento artificial y de los parámetros operacionales propios de la unidad de CT.

4.2.1 Criterios de Selección

Teniendo en cuenta que, los criterios de selección del sistema de bombeo mecánico convencional no difieren a los del CTRS y que en la actualidad todos los pozos del CEC operan empleando este método, se deduce que el CTRS es un sistema aplicable en este campo. Sin embargo, se opta por seleccionar ciertos pozos que presentan unas características propicias para comprobar la viabilidad de la tecnología y a su vez que, cumplen con ciertos parámetros que favorecen la preservación de la tubería flexible. A continuación, se describen los aspectos a valorar para implementar la tecnología:

- **Ambiente de formación**

Una sarta de CT de acero al carbón convencional es más que adecuada para cumplir los requerimientos en la mayoría de las operaciones en campo. Sin embargo, un ambiente en fondo de pozo altamente corrosivo o abrasivo reduce en gran medida la vida útil de la tubería. Y aunque esto no representa una limitante para su uso, sí implica materiales de fabricación mejorados para el CT, los cuales son mucho más costosos y pueden llevar a la inviabilidad económica de un proyecto.

- **Condiciones de la locación**

En aplicaciones terrestres, es de vital importancia que las vías de acceso y el espacio en la locación del pozo sean los adecuados para permitir el ingreso y el desarrollo del trabajo con la unidad de CT, cuyas dimensiones aproximadas durante el transporte son 2.5 metros de ancho y 25 metros de largo. En caso de que el sitio no sea apto y siempre que sea factible, se deben tomar las medidas necesarias para la adecuación del terreno.

- **Condiciones del estado mecánico del pozo**

Una de las grandes ventajas del CT es que brinda la posibilidad de trabajar en pozos con problemas en el revestimiento. Particularmente, el sistema CTRS usa la tubería flexible como tubería de producción, por lo que se requiere un tubing de mayor diámetro en buen estado; actualmente, la tubería flexible es ajustable a casi cualquier diámetro ya que se fabrican en gran variedad de diámetros y espesor.

- **Estado actual del pozo**

Ya que el uso de CT logra disminuir la presión de abandono, y aumentar el recobro estimado a partir de zonas con baja productividad, algunas de sus aplicaciones se han llevado a cabo en pozos abandonados o listos para su abandono, que en ocasiones pueden requerir la inserción de la tubería de producción y la preparación del pozo.

Así mismo, cuando el pozo se encuentra produciendo previamente mediante otro sistema de levantamiento, también implica el uso del equipo de workover y una serie de trabajos al inicio de la operación destinados a retirar los elementos del interior del pozo.

- **Frecuencia de problemas en el pozo**

Evidentemente los beneficios ofrecidos por la tecnología son más apreciables en pozos que presentan problemas frecuentes o que incluso estaban cerca de su límite económico, debido a la reducción en los costos de reacondicionamiento o al caudal incremental que suministra.

- **Tasas de producción**

El uso del CTRS es adecuado para deshidratar pozos de gas o para producir aceite, es decir para extraer líquidos, no se recomienda para producir gas; es preferible entonces, trabajar en pozos con bajo GOR. Generalmente esta tecnología es destinada para producir caudales de líquido bajos y medios, el corte de agua puede variar, sin embargo debe tenerse en cuenta que mayores caudales de agua pueden incrementar la corrosión en la sarta de tubería flexible, lo que también depende de las características del agua.

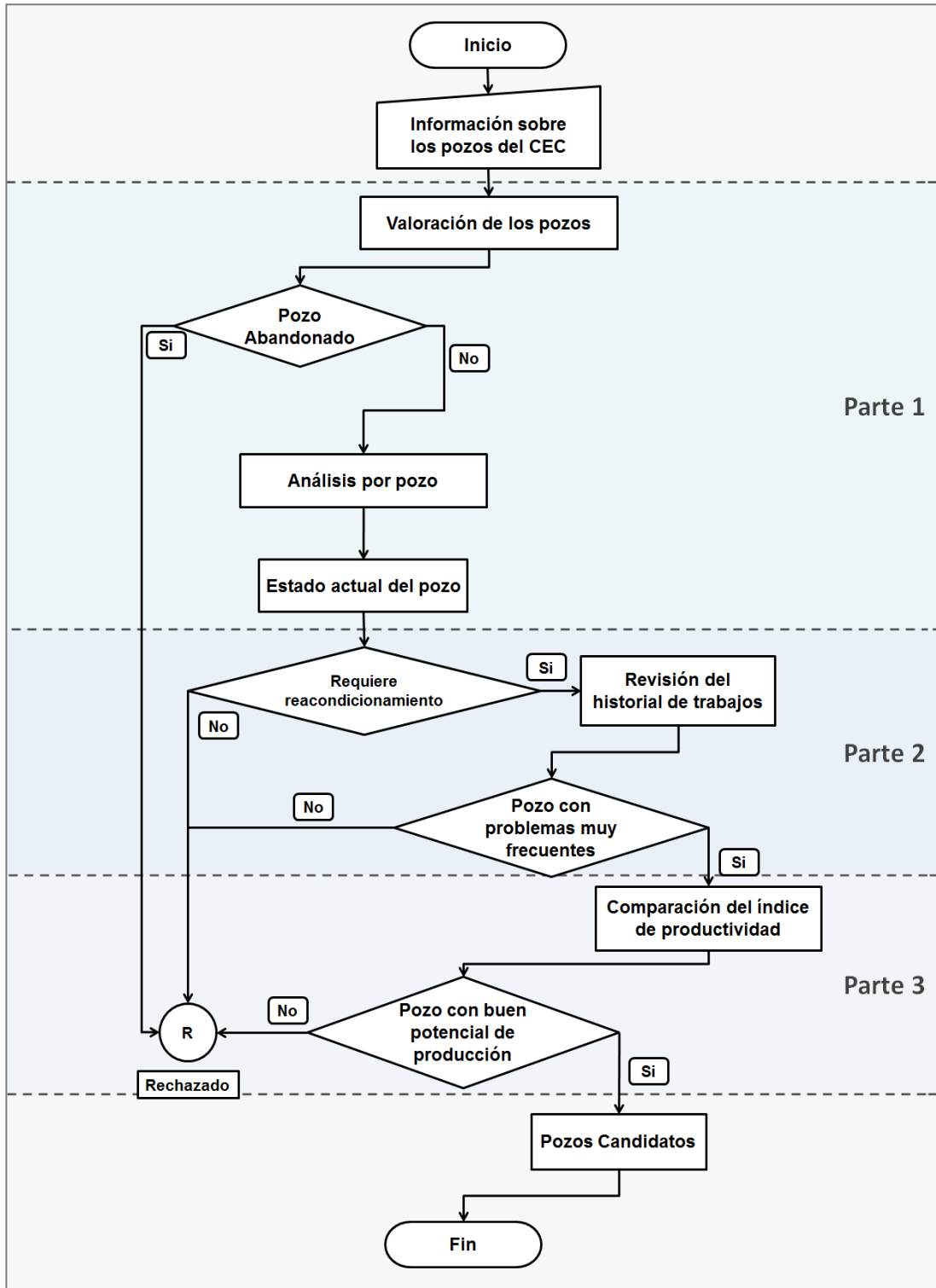
4.2.2 Diagrama de flujo

La elaboración del diagrama de flujo tiene como objetivo hallar los pozos candidatos para aplicar la tecnología, que en este caso son los pozos que tienen prioridad para realizar el cambio del sistema, esto debido a que todos son aptos por producir mediante bombeo mecánico. La selección del grupo de pozos candidatos se subdivide en tres partes, descritas más adelante.

Considerando que los pozos activos del Campo Escuela Colorado cuentan con vías de acceso y con las condiciones apropiadas en la locación para permitir el ingreso de vehículos, puesto que en estos pozos se ejecutan trabajos de reacondicionamiento con frecuencia o por lo menos se han realizado trabajos en los últimos dos años, y además que, en general el ambiente del yacimiento no es altamente corrosivo o abrasivo.

Se presenta a continuación, el diagrama de flujo (Figura 37), empleado para seleccionar el pozo del Campo Escuela Colorado más apropiado para implementar la tecnología.

Figura 37. Diagrama de flujo



Fuente: Autores.

- **Parte 1: Valoración de los pozos y estado actual**

Los pozos abandonados, presentados en la Tabla 5, se descartan en primera instancia dadas sus actuales condiciones. Estos son, pozos cuya perforación no fue culminada y presentan pescados, pozos secos, productores de agua que además, fueron abandonados hace mucho tiempo y ahora no existen vías de acceso hacia ellos.

Los pozos activos - en producción (Tabla 3), son pozos que aparentemente no requieren ningún trabajo, únicamente deben comenzar a trabajar las bombas para que inicie su producción. Estos pozos se rechazan puesto que la instalación del CTRS requiere que se retire la sarta de varillas y la bomba de fondo de pozo, por lo que debe usarse una unidad de workover.

Realizar estas actividades en estos pozos genera un gasto innecesario. Además, los beneficios a probarse con la implementación de esta tecnología están enfocados principalmente en la reducción de trabajos necesarios, generados por el problema de parafinas y por el momento estos pozos mantienen una producción estable sean continuos o intermitentes.

Los pozos inactivos que se encuentran esperando equipo de varilleo o de workover (Tabla 3), son los siguientes en ser analizados, de estos se excluyen los que no producen o producen 100% agua para obtener los pozos preseleccionados, éstos se encuentran en la tabla 6. Para estos pozos, la realización de un trabajo de reacondicionamiento es necesaria para retomar la producción, y además, la mayoría son pozos que necesitan estos trabajos con alta frecuencia, por lo que se opta por tomarlos como candidatos.

Tabla 6. Pozos preseleccionados

POZOS ESPERANDO EQUIPO DE VARILLO PRESELECCIONADOS	Estado
COL 03	Pegado parafinado
COL 23	Pegado parafinado
COL 27	Parado por daño en la línea
COL 38	Parado
COL 40	Pegado-parafinado
COL 42	Parado
COL 44	Parado
COL 51	Parado
COL 58	Parado
COL 69	Parado
COL 70	Parado por daño en la línea

Fuente: Autores

▪ **Parte 2: Revisión del historial de trabajos**

La cantidad de trabajos realizados en un pozo, representa también los problemas que ha presentado. Debido a que este proyecto se enfoca en la reducción de las intervenciones y la estabilización de la producción, un pozo que exhibe inconvenientes frecuentemente es un buen candidato para aplicar la tecnología.

Después de analizar el historial de trabajos para cada uno de los pozos preseleccionados, se elaboró la siguiente tabla con la cantidad de intervenciones requeridas por cada uno de los pozos a lo largo de su vida productiva:

Tabla 7. Historial de trabajos a pozos preseleccionados

POZOS	Trabajos Totales
COL 03	48
COL 23	54
COL 27	40
COL 38	NR antes de 2006
COL 39	30
COL 40	55
COL 42	28
COL 44	36
COL 51	42
COL 58	26
COL 69	31
COL 70	7

Fuente: Autores.

Teniendo en cuenta el tiempo que han estado activos los pozos y los trabajos que han requerido, se eligen los pozos COL 03, COL 23, COL 27, COL 40 y COL 51 por ser los que han necesitado mayor cantidad de operaciones de reacondicionamiento.

▪ **Parte 3: Comparación de los índices de productividad**

El pozo a elegir para implementar la tecnología, dado el bajo potencial de producción del campo tendrá que tener un límite económico relativamente lejano para adaptarse a la vida útil de la sarta de tubería flexible adquirida.

Previo a la comparación, deben elaborarse las curvas de inflow o IPR de los pozos, en este caso se evaluará por el método propuesto por Pérez y Kelkar⁵¹, para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta

⁵¹ PEREZ, G and KELKAR, B.G. A new Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations Febrero de 1991, 93-101 p.

las pérdidas de presión a través de los orificios perforados⁵². En la tabla 8, se especifican los rangos de valores para los que aplica el modelo, a partir de los cuales se valida su utilización. La expresión desarrollada por los autores para construir el IPR, es la siguiente:

$$\frac{q_o}{Q_{\max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1)$$

Dónde:

q_o = Caudal de Aceite (Stb/d)

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

P_r = Presión de yacimiento (psi)

Q_{\max} = Máxima rata de producción sin perforaciones (STB/dia)

a_0, a_1, a_2 = Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación, estas se hallan especificadas en la Tabla 9 para los dos tipos de cañoneo.

La información requerida por el modelo incluye el resultado de una prueba de flujo, en la que se tiene el caudal Q (Stb/d) asociado a un valor de P_{wf} (psi), además de información acerca de las condiciones de cañoneo para el pozo.

Conociendo los anteriores datos es posible graficar el IPR de cualquier pozo. Realizando el mismo procedimiento, descrito por el modelo de Pérez y Kelkar se obtienen los resultados para los pozos de interés.

⁵² SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. Marzo de 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 8. Rangos de aplicación del modelo de Pérez y Kelkar

Factores	Máximo	Mínimo
Propiedades del fluido		
Gravedad API	25	60
Gravedad Especifica del Gas	0,6	0,74
Gravedad Especifica del Agua	1.07	
Presión de Burbuja (psia)	1457	3149
Propiedades de la roca		
Porosidad	0,16	0,29
Permeabilidad Absoluta (md)	100	625
Saturación de Agua Irreducible	0,11	0,25
Saturación de Aceite Residual (W/O)	0,08	0,15
Saturación de Aceite Residual (G/O)	0,07	0,13
Geometría de Pozo y Yacimiento		
Área de Drenaje (Acres)	20	33
Espesor de la Formación (ft)	10	29
Radio del Pozo (ft)	0,33	0,5
Temperatura del Yacimiento (°F)	160	190
Daño	0	
Perforaciones		
Radio (in)	0,19	0,73
Longitud (in)	3,03	12,33
Densidad (TPP)	2	16

Fuente: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. Marzo de 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 9. Valores constantes según la técnica de cañoneo

Perforación Sobre-balance				
Rp (in)	SPF	a₀	a₁	a₂
>0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
<=0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283
Perforación Bajo-balance				
Rp (in)	SPF	a₀	a₁	a₂
<=0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0.19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
>0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. Marzo de 1995. Paper SPE 29312.

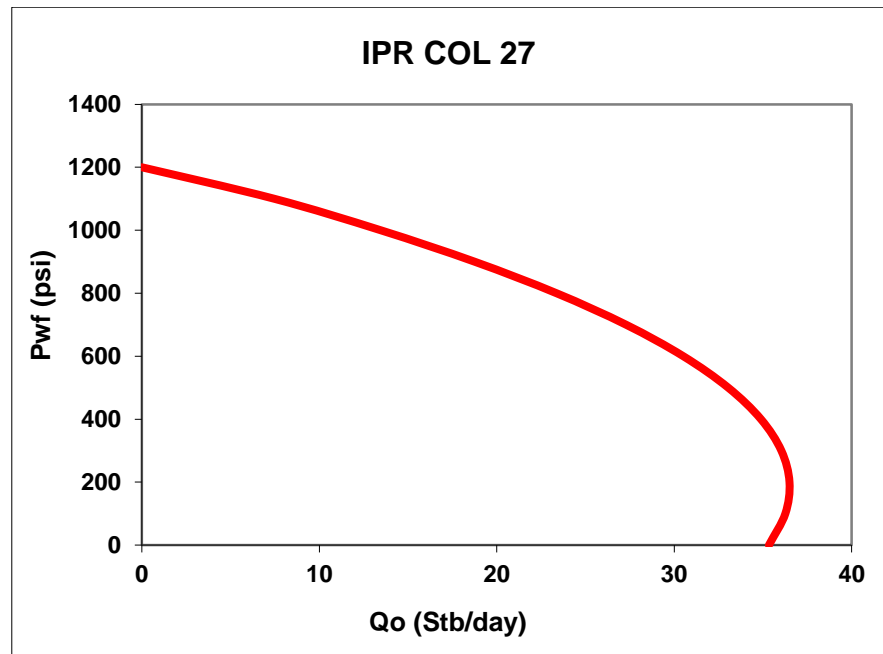
Con el fin de ilustrar el procedimiento se toma como muestra el pozo COL 27, que se encuentra entre los pozos preseleccionados. Se procede a determinar el test point y la información acerca del cañoneo, estos valores son proporcionados por el departamento de producción del Campo Colorado. Para el pozo muestra los valores son:

Tabla 10. Datos para determinar el IPR - COL 27

Pozo COL 27		
Presión de Yacimiento (psi)	P_r	1200
Presión de fondo fluyendo (psi)	P_{wf}	305
Tasa de producción (Stb/d)	Q_o	36
Densidad de tiros (TPP)	STP	2
Radio de perforación (in)	R_p	0,54
Perforación sobre balanceada? (S or N)	S	

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado. Departamento de producción. Febrero de 2013.

Figura 38. IPR del pozo muestra



Fuente: Autores.

A partir del análisis del IPR y el potencial de los pozos se descartan los pozos COL 23 y COL 51 por presentar el menor potencial de producción. De este modo se obtienen los pozos candidatos o que tiene una mayor prioridad para implementar el sistema.

Tabla 11. Producción de pozos candidatos después del último trabajo

POZOS	Total de trabajos realizados	Producción después del último trabajo			WC %
		BOPD	BWPD	MPC	
COL 03	48	64	5	NR	7
COL 23	54	32	3	NR	9
COL 40	55	24	2	75,5	8

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

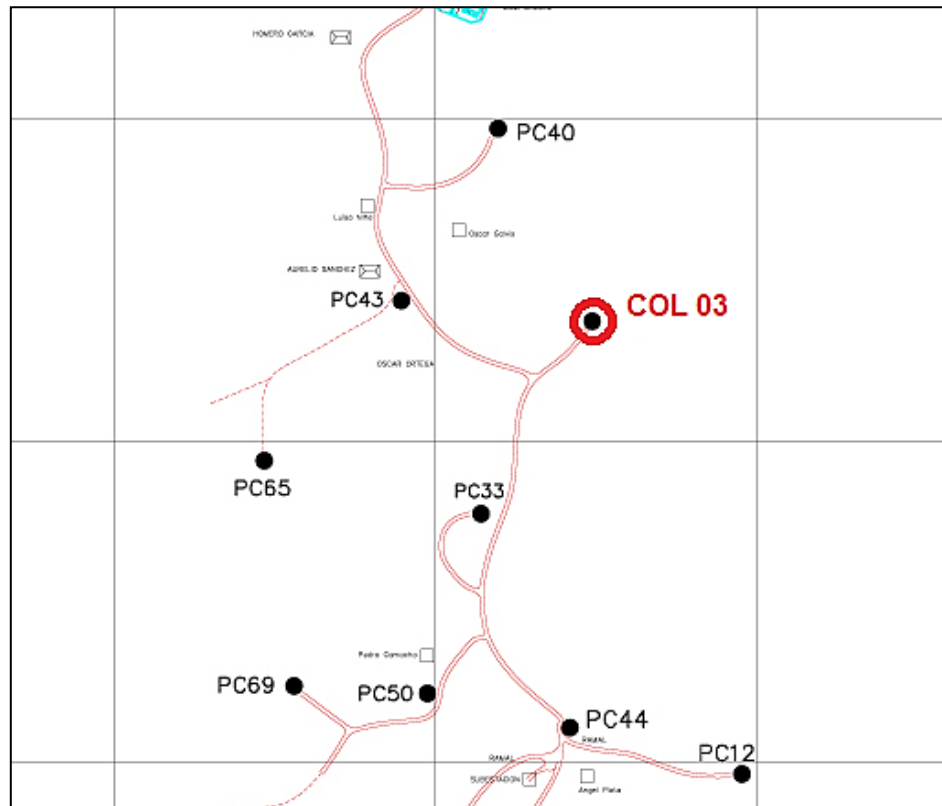
4.3 DESCRIPCIÓN DEL PILOTO

Para la realización del piloto se seleccionó el pozo COL 03 debido a que cumple con los criterios de selección del sistema de levantamiento, ha mostrado excelente respuesta al tratamiento con aceite caliente y además porque posee el mayor potencial de producción entre los pozos candidatos. Para el piloto se seleccionó el sistema de bombeo mecánico asistido con CT (CTRS), y se realizará el diseño de dicho sistema para el pozo anteriormente mencionado. El diseño conceptual del piloto permite observar el potencial de funcionamiento de la tecnología en el Campo Escuela Colorado, con el fin de determinar las oportunidades que puede brindar su uso en el aumento de la producción o la reducción de costos de operación.

4.3.1 Características del pozo COL 03

El pozo COL 03 está situado en lo que anteriormente se conocía como el bloque IV del campo como se observa en la figura 35 y produce aceite de las arenas C y E. Este pozo se encuentra actualmente en estado de inactividad debido a que la bomba está pegada por las parafinas lo que imposibilita el flujo de producción a superficie. Este pozo se encuentra en espera de un reacondicionamiento para retomar la producción que fue detenida desde el mes de diciembre del año 2012.

Figura 39. Ubicación del pozo COL 03

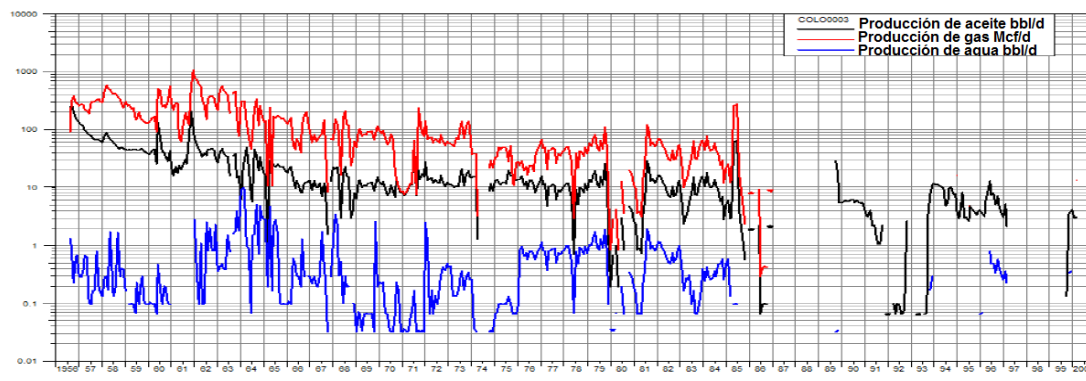


Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

Antes de que la producción del pozo se detuviera en el año 2012, éste estuvo en producción durante dos años, pues fue reactivado en el año 2010, con un comportamiento en la producción de agua y gas similar al observado durante los últimos años durante su producción anterior, es decir nada de gas y una muy baja tasa de agua; en la figura 40 se muestra el historial de producción anterior a su reactivación.

La producción de aceite durante el tiempo posterior a su reactivación en el 2010 incrementó considerablemente, como era de esperarse después de que el pozo estuviese cerrado durante tantos años, mientras que no se reportó producción de gas y el corte de agua es muy bajo.

Figura 40. Historial de producción anterior COL 03



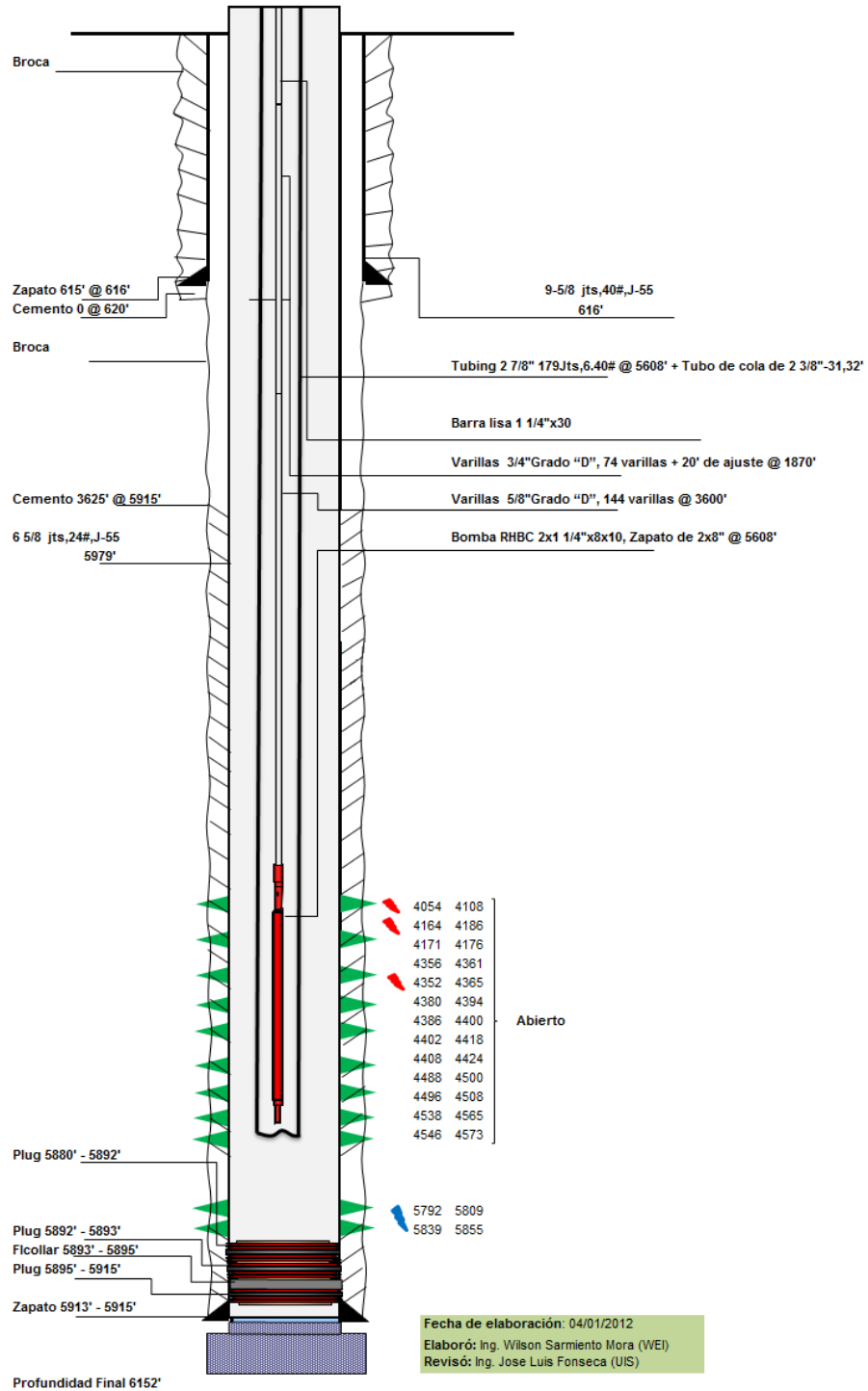
Fuente: Base de datos OFM Campo Escuela Colorado

También se prevé que el comportamiento de la producción de crudo se mantenga en un alto valor durante varios años, presentando una mayor tasa de declinación.

Este pozo ha presentado varios problemas de pegas por parafina a lo largo de su vida productiva, lo que ha llevado a su cierre en algunas ocasiones y a la necesidad de continuos trabajos de reacondicionamiento. Sin embargo, también ha respondido positivamente a los tratamientos con aceite caliente. Según el historial de trabajos de este pozo (ANEXO A), se le han realizado 48 trabajos de reacondicionamiento que en su mayoría incluyen el cambio de la bomba de fondo y de algunos componentes de la sarta de producción.

La unidad de bombo en superficie para el pozo es convencional, tipo Lufkin 3-22 con motor de 15 HP, recorrido de 36 pulgadas a 8,5 strokes por minuto. El equipo de fondo, así como los detalles del completamiento actual del pozo se encuentran en la figura 41. Posteriormente se describen los intervalos productores y la información sobre el cañoneo en la Tabla 12.

Figura 41. Estado mecánico actual del pozo COL 03



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

Tabla 12. Descripción de zonas productoras - COL 03

Intervalos Cañoneados - Pozo COL 03				
Intervalo	Formación	Tamaño	SPF	Detalles
4075' - 4070'	Zona C, C1	5'	2 TPP	Aceite - Abierto
4176' - 4171'	Zona C, C1	5'	2 TPP	Aceite y Gas - Abierto
4361' - 4356'	Zona C, C2	5'	2 TPP	Aceite - Abierto
4365' - 4054'	Zona C, C2	311'	2 TPP	Fracturado - Abierto
4394' - 4380'	Zona C, C2	14'	2 TPP	Aceite - Abierto
4400' - 4386'	Zona C, C2	14'	2 TPP	Aceite - Abierto
4418' - 4402'	Zona C, C2	16'	2 TPP	Aceite - Abierto
4424' - 4408'	Zona C, C2	16'	2 TPP	Aceite - Abierto
4500' - 4488'	Zona C, C2	12'	2 TPP	Aceite - Abierto
4508' - 4496'	Zona C, C2	12'	2 TPP	Aceite - Abierto
4565' - 4538'	Zona C, C2	27'	2 TPP	Aceite - Abierto
4573' - 4546'	Zona C, C2	27'	2 TPP	Aceite - Abierto
5809' - 5792'		17'	2 TPP	Gas - Cementado - Recañoneo
5855' - 5839'		16'	2 TPP	Aceite - Abierto

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

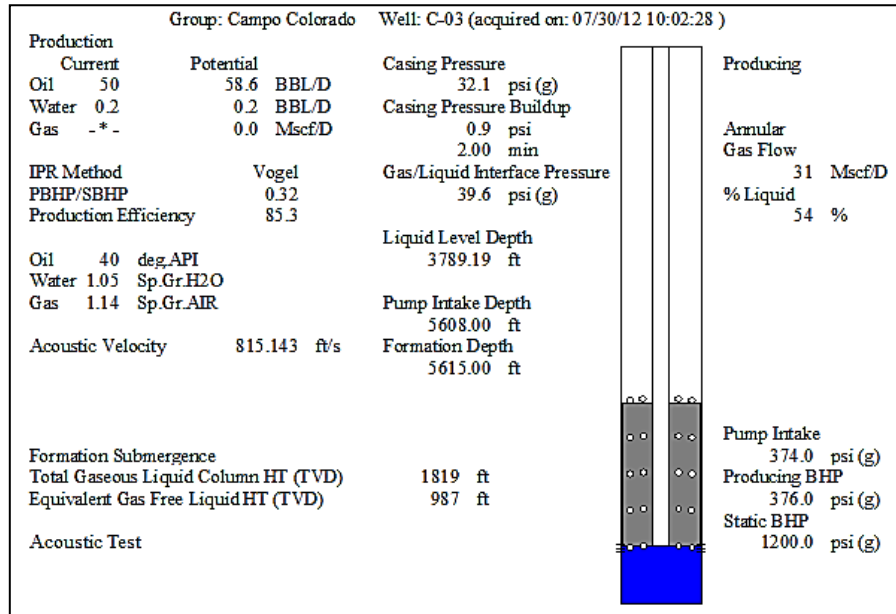
Además, a continuación se presenta el IPR del pozo, junto con la respectiva prueba de flujo empleada para su creación.

Tabla 13. Prueba de flujo y datos del cañoneo COL 03

Pozo	COL-03
Presión de Yacimiento (Pr) psi	1200
Presión de fondo fluyendo (Pwf) psi	376
Tasa de producción (Qo) Stb/day	50
Densidad de tiros (SPF) Tpp	2
Radio de perforación (Rp) in	0,54
Perforación sobre balance? (S or N)	S

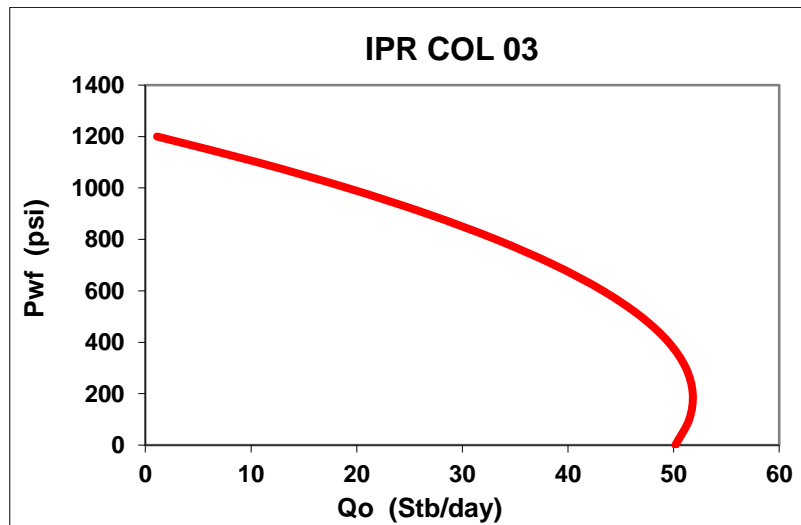
Fuente: Departamento de producción Campo Escuela Colorado.

Figura 42. Prueba Echometer COL-03



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

Figura 43. IPR del pozo COL 03



Fuente: Autores.

Para establecer la tasa a la que puede producir el pozo, es necesario realizar un análisis nodal en fondo para conocer el punto de operación del sistema.

Con la información de las pruebas de flujo realizadas en el pozo es posible construir la curva de Outflow, las pruebas para este pozo se encuentran en el ANEXO B.

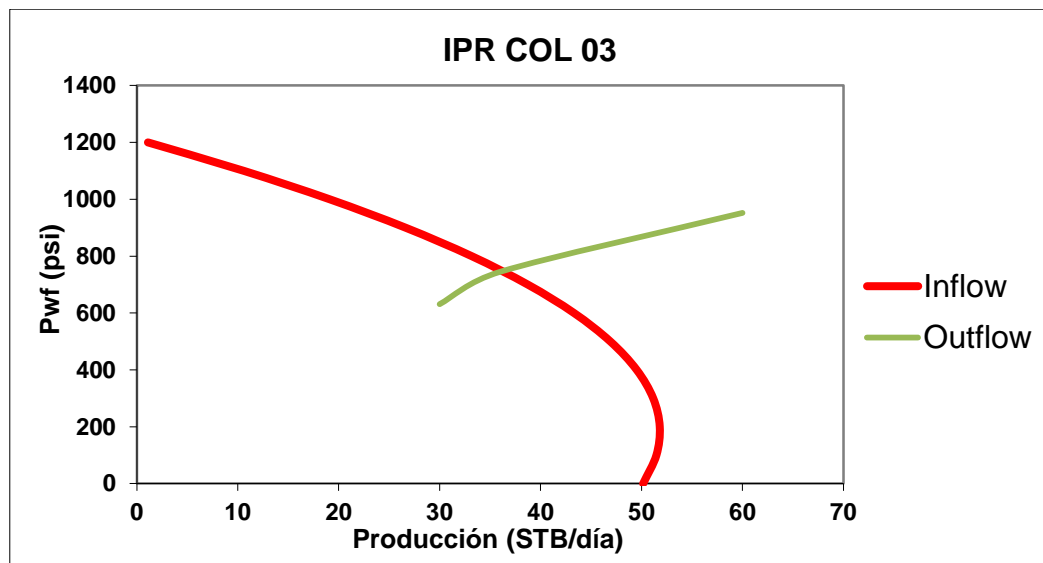
Tabla 14. Pruebas de flujo del pozo COL 03

Fecha	Q (STB)	PBHP (psi)	SBHP (psi)
19/05/2011	30	631	1200
28/03/2011	36	745	1200
25/04/2011	60	952	1200

Fuente: Archivos Echometer. Departamento de producción Campo Escuela Colorado.

Al graficar los valores de PBHP contra el caudal se obtiene la curva de outflow del sistema, que al trazarse junto con la curva de inflow permite visualizar el punto de operación del sistema.

Figura 44. Curva de oferta y demanda para el pozo COL 03



Fuente: Autores.

4.3.2 Diseño del CTRS para el pozo COL 03

4.3.2.1 Bomba de subsuelo⁵³

Como primer paso se debe diseñar la bomba de fondo para que esta sea capaz de producir la cantidad necesaria según la producción esperada del pozo. Para esto se calcula el diámetro mínimo que debe tener el émbolo de la bomba para manejar la cantidad de fluido desplazado utilizando la ecuación 2.

$$V = 0,1484A_p S_p N \quad (2)$$

Dónde:

A_p = Área del émbolo (in²) = $(\pi/4)D^2$

D = Diámetro del émbolo (in)

S_p = Carrera efectiva de la bomba (in) = $S(0,85)$

S = Carrera de la bomba (in)

N = Número de strokes por minuto (spm)

Despejando de la ecuación 2 obtenemos:

$$D = \sqrt{\frac{4V}{0,1484(0,85)SN\pi}} \quad (3)$$

Luego se debe seleccionar un diámetro de CT que sea acorde al diámetro de la bomba. Esta decisión también se ve influenciada por el diámetro del tubing, ya que con una combinación adecuada se mejora el rendimiento de la tecnología.

⁵³ FALK, K., Rowland, S., STEWART, J., BIRKELBACH L., Leniek, H. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Houston, Texas, U.S.A., 9-10 Abril del 2002.

El siguiente es el diseño del sistema CTRS al pozo Col-03, seleccionado anteriormente para la realización del piloto. Para el diseño del sistema de levantamiento se tomó la producción de aceite promedio de los últimos años para este pozo que actualmente se encuentra inactivo, teniendo en cuenta sus condiciones de operación anteriores al cierre. En la tabla 14 se observan las características de este pozo.

Tabla 15. Datos del pozo COL 03

COL 03	
Q (bbl/día)	34
Carrera (in)	34,3
SPM	7,826
c/p	0,230
Profundidad (ft)	5.608
P_h (psi)	50
°API	40
ρ (lb/gal)	6,873
Prof. del fluido (ft)	3.789,190
L_s (ft)	2,858
ID_{tub} (in)	2,441

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado. Departamento de producción. Febrero del 2013.

Para realizar el diseño del completamiento, primero se calcula el diámetro del émbolo para producir el caudal esperado usando la ecuación 3. Reemplazando con los valores de operación del pozo obtenemos:

$$D = \sqrt{\frac{4(34)}{0,1484(0,85)(34,3)(7,826)\pi}}$$

$$D = 1,13 \text{ in}$$

El diámetro mínimo del émbolo debe ser 1,13 in para manejar la producción de 34 bbl/día, pero como no es posible encontrar una bomba con estas especificaciones, se opta por usar una con un diámetro de 1,25 in.

Para este caso se recomienda una bomba de varillas de pared gruesa, con anclaje de copa en el fondo y vástago hueco, en otras palabras una bomba RHBC de 1 1/4 in. Para que la bomba pueda conectarse al CT, es necesario cambiar el conector entre el vástago y la varilla por una junta hueca que permita el flujo hacia el CT.

Al aumentar el tamaño del émbolo, también cambia el caudal que puede manejar, se calcula a partir de la ecuación 2.

$$V = 0,1484(0,85)(34,3)(7,826) \frac{\pi}{4} (1,25^2)$$

$$V = 41,552 \text{ bbl/día}$$

Esta producción sería con una eficiencia de la bomba de un 100%, por lo tanto no se espera una producción de esta magnitud sino una un poco menor. El cálculo que se recomienda hacer para la selección del CT es el de la vida útil de éste, ya que conocer el tiempo que este puede funcionar es un factor importante en la economía del proyecto y por lo tanto, en la selección de una tubería adecuada.⁵⁴

4.3.2.2 Sarta de tubería flexible

Continuando con el procedimiento, se selecciona el diámetro y las especificaciones técnicas del CT que se utilizará en el sistema. Teniendo en

⁵⁴ LENIEK, H., YANG, Y. Coiled Tubing Replaces Sucker Rods in Beam Pump Test. Texas, USA, Noviembre de 1999.

cuenta que el pozo está completado con un tubing de 2 ⁷/₈ in y con una bomba de 1 ¹/₄ in.

Para obtener el diámetro, el grado, y el espesor, es necesario hacer ensayos con sartas de CT de diferentes características, y finalmente seleccionar la tubería adecuada de acuerdo con las condiciones de operación y la relación entre el costo y la vida útil.

Para calcular el número de ciclos que puede trabajar la tubería hasta que ocurra la fatiga del material, se calculan las fuerzas a las que está sometida utilizando las siguientes ecuaciones:

$$F_{int} \approx (m_f + m_t)\omega^2 \frac{L_s}{7.200} \quad (4)$$

$$F_t = 12\pi t(OD - t)L_{ct}\rho_{ct} \quad (5)$$

$$F_f = \frac{\pi}{576}ID^2L_f\rho_f \quad (6)$$

Dónde:

F_{int} = Fuerza de inercia (lb)

F_t = Fuerza debida al peso del CT (lb)

F_f = Fuerza debida a la densidad del fluido (lb)

m_f = Peso del fluido (lb)

m_t = Peso del CT (lb)

ω = Frecuencia angular del stroke (rad/min) = $2\pi S$

t = Espesor del CT (in)

L_f = Altura de la columna de líquido (ft)

Una vez se obtienen estos valores, se procede a calcular los esfuerzos que producen dichas fuerzas sobre la tubería. El trabajo que realiza la tubería al bombear el líquido es de tipo cíclico, por lo tanto los esfuerzos se alternarán constantemente durante este proceso, por lo que se debe calcular la máxima amplitud del esfuerzo y el esfuerzo alternado.

$$\sigma_{max} = (F_{int} + F_t + F_f) \left(\frac{2}{\pi t(OD-t)} + \frac{r_c OD}{4I} \right) \quad (7)$$

$$\sigma_a = \frac{1}{2} (F_{int} + F_t + F_f) \left(\frac{2}{\pi t(OD-t)} + \frac{r_c OD}{4I} \right) \quad (8)$$

Dónde:

σ_{max} = Máxima amplitud del esfuerzo (psi)

σ_a = Esfuerzo alternado (psi)

r_c = Radio de tolerancia del CT (in) = $(ID_{tub} - OD_{CT})/2$

I = Momento de inercia del CT (in⁴)

Luego de esto, se calcula el número de ciclos totales que resiste la tubería. Para esto es necesario conocer el valor del coeficiente de esfuerzo de fatiga y el exponente de fatiga, los cuales son propios del material y se obtienen de manera empírica. Utilizando las ecuaciones 9 y 10 se puede obtener una aproximación de estos valores para realizar el cálculo de la vida útil.

$$\sigma_f = 43.659 + \sigma_y \quad (9)$$

$$b = 1,089 \times 10^{-6} \sigma_y - 0,1715 \quad (10)$$

$$N_f = \frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_f}{\sigma_a} \right)^{\frac{-1}{b}} \quad (11)$$

Dónde:

σ_f = Coeficiente de esfuerzo de fatiga (psi)

σ_y = Resistencia mínima a la tensión (psi)

b = Exponente del esfuerzo de fatiga

N_f = Número de ciclos totales

Por último se debe convertir el número de ciclos a unidades de tiempo para conocer la longevidad del CT. Para esto se tienen en cuenta ciertos factores que pueden afectar el desempeño y la durabilidad del material. El grado del CT es un factor determinante en el número de ciclos totales que soportara la sarta, por:

$$T = \left(0,7 \frac{K_c K_w}{K_s}\right) \left(1 - \frac{n_L}{N_L}\right) \frac{N_f}{525600s} \quad (12)$$

Dónde:

T = Tiempo de vida del CT (años)

K_c = Factor de corrosion

K_w = Factor de soldadura

K_s = Factor de concentración del esfuerzo

n_L/N_L = Fracción de vida consumida previamente

La ecuación 12 tiene un factor de seguridad de 0,7. Los factores K dependen de las condiciones del medio en el que se realiza el proceso y su valor varía de la siguiente manera:

Factor de corrosión

- $K_c = 1.0$ para agua y nitrógeno.
- $K_c = 0.66$ para cemento y ácidos.
- $K_c = 0.50$ para H_2S .

Factor de soldadura:

- $K_w = 1.0$ para secciones de tubería continua.
- $K_w = 0.9$ para secciones de soldadura oblicua.
- $K_w = 0.6$ para secciones cónicas de soldadura oblicua.
- $K_w = 0.45$ para secciones orbitales soldadas a tope.
- $K_w = 0.35$ para secciones soldadas a mano.
- $K_w = 0.2$ para secciones cónicas orbitales soldadas a tope.
- $K_w = 0.15$ para soldadura cónica a tope manual.

El factor de concentración del esfuerzo se asume 1 como el valor por defecto en la ecuación.

El cálculo de la vida útil se hizo tomando como ejemplo el uso de un Coiled Tubing de 1 ¼ in de diámetro y de grado CT90, cuyas especificaciones se encuentran en la tabla 16. Este fue el CT elegido finalmente, después de realizar los cálculos para sartas con diversos grados y espesores, comparando el tiempo de vida útil de cada una de las sartas, este análisis se muestra más adelante empleando el mismo procedimiento descrito a continuación.

Primero, se calculan las fuerzas que actúan sobre el CT, con las ecuaciones 4,5 y 6.

$$F_{int} = (7.010 + 2.520,93)2\pi(7,83) \frac{2,86}{7.200}$$

$$F_{int} = 186,052 \text{ lb}$$

$$F_t = 12\pi(0,102)(1,25 - 0,102)(5.608)(0,283)$$

$$F_t = 7.010,168 \text{ lb}$$

Tabla 16. Propiedades del Coiled Tubing CT90

Coiled Tubing CT90	
OD (in)	1,25
ID (in)	1,056
t (in)	0,102
Peso (lb/ft)	1,25
Grado	CT90
ρ_t (lb/in ³)	0,283
Resistencia al colapso (psi)	12.881
Tracción máxima (psi)	31.620
Presión interna máxima (psi)	13.970
Torque máximo (lb*ft)	846
I (in ⁴)	0,061
r_c (in)	0,596
n_L/N_L	0,1

Fuente: HIRSCHFELDT, M. Mechanical Properties of API Coiled Tubing. Oilproduction.net.

$$F_f = \frac{\pi}{576} 1,046^2 (1.818,81)(51,409)$$

$$F_f = 557,978 \text{ lb}$$

Luego de esto se procede con los esfuerzos causados por las anteriores fuerzas usando las ecuaciones 7 y 8.

$$\sigma_{max} = (186,052 + 7.010,168 + 557,978) \left(\frac{2}{\pi(0,102)(1,25 - 0,102)} + \frac{(0,596)(1,25)}{4(0,061)} \right)$$

$$\sigma_{max} = 65.782,301 \text{ psi}$$

$$\sigma_a = \frac{1}{2} (65.782,301)$$

$$\sigma_a = 32.891,15 \text{ psi}$$

Antes de hallar el número de ciclos máximos de vida, es necesario calcular el coeficiente de esfuerzo de fatiga y el exponente de fatiga con las ecuaciones 9 y 10 respectivamente.

$$\sigma_f = 43.659 + 90.000$$

$$\sigma_f = 133.659 \text{ psi}$$

$$b = 1,089 \times 10^{-6}(90.000) - 0,1715$$

$$b = -0,073$$

Una vez calculado lo anterior, se calculan el número de ciclos totales con la ecuación 11 y por último el tiempo de vida útil en años utilizando la ecuación 12.

$$N_f = \frac{1}{2} \left(\frac{133.659}{32.891,15} \right)^{\frac{-1}{-0,073}}$$

$$N_f = 96'540.936,881 \text{ ciclos}$$

$$T = \left(0,7 \frac{(1)(1)}{(1)} \right) (1 - (0,1)) \frac{96.540.936,881}{525.600(7,826)}$$

$$T = 16,27 \text{ años}$$

Según lo anterior, el tiempo estimado para la vida útil del CT es de 16 años y 3 meses. Cabe destacar que este tiempo es de trabajo continuo sin interrupciones, pero puede variar si se realizan intervenciones. Este tiempo también se hará más corto cada vez que la tubería tenga que ser extraída y

enrollada en el carrete, ya que al deformarse pierde resistencia y por lo tanto es más propensa a fallar. Cada vez que esto suceda, se recomienda realizar nuevamente este cálculo para conocer un estimado de la vida restante del material.

También se realizó este cálculo para varias tuberías flexibles de diferente diámetro, espesor y límite elástico para realizar una comparación y ver cuál de ellas es la más apta para su utilización en el sistema de levantamiento de este pozo. Para compararlas se realizó el cálculo de la vida útil en función de la longitud de la tubería.

- Tubería de 1 1/4" CT80

Tabla 17. Tiempo de vida útil para CT 1 1/4" CT80

Coiled Tubing 1 1/4" CT80			
OD_{tub} (in)	1,25	Longitud del CT (ft)	Tiempo de vida (años)
t_{tub} (in)	0,102		
ρ_f (lb/gal)	6,87	3789,19	127,86
L_s (ft)	2,86	3800	122,63
S (1/min)	7,83	4000	58,10
I (in⁴)	0,061	4200	28,77
d_c (in)	2,44	4400	14,82
r_c (in)	0,6	4600	7,91
n_L/N_L	0,01	4800	4,36
m_t (lb)	7010	5000	2,47
K_c	1	5200	1,44
K_w	1	5400	0,85
K_s	1	5600	0,52
σ_y (psi)	80000	5608	0,51

Fuente: Autores.

- Tubería de 1 1/4" CT90, espesor de 0,156 in

Tabla 18. Tiempo de vida útil para CT de 1 1/4" con espesor de 0,156 in

Coiled Tubing 1 1/4" CT90			
OD _{tub} (in)	1,25	Longitud del CT (ft)	Tiempo de vida (años)
t _{tub} (in)	0,156		
ρ _f (lb/gal)	6,87	3789,19	6378,40
L _s (ft)	2,86	3800	6104,59
S (1/min)	7,826	4000	2778,18
I (in ⁴)	0,081	4200	1319,98
d _c (in)	2,441	4400	651,84
r _c (in)	0,6	4600	333,29
n _L /N _L	0,01	4800	175,87
m _t (lb)	11272	5000	95,50
K _c	1	5200	53,24
K _w	1	5400	30,40
K _s	1	5600	17,75
σ _y (psi)	90000	5608	17,38

Fuente: Autores.

- Tubería de 1 1/2" CT90

Tabla 19. Tiempo de vida útil para CT 1 1/2" CT90

Coiled Tubing 1 1/2" CT90			
OD _{tub} (in)	1,5	Longitud del CT (ft)	Tiempo de vida (años)
t _{tub} (in)	0,102		
ρ _f (lb/gal)	6,87	3789,19	59895,44
L _s (ft)	2,86	3800	56951,58
S (1/min)	7,826	4000	23148,38
I (in ⁴)	0,11	4200	9949,61
d _c (in)	2,441	4400	4492,88
r _c (in)	0,47	4600	2119,86
n _L /N _L	0,01	4800	1040,30
m _t (lb)	11272	5000	528,91
K _c	1	5200	277,67
K _w	1	5400	150,08
K _s	1	5600	83,31
σ _y (psi)	90000	5608	81,41

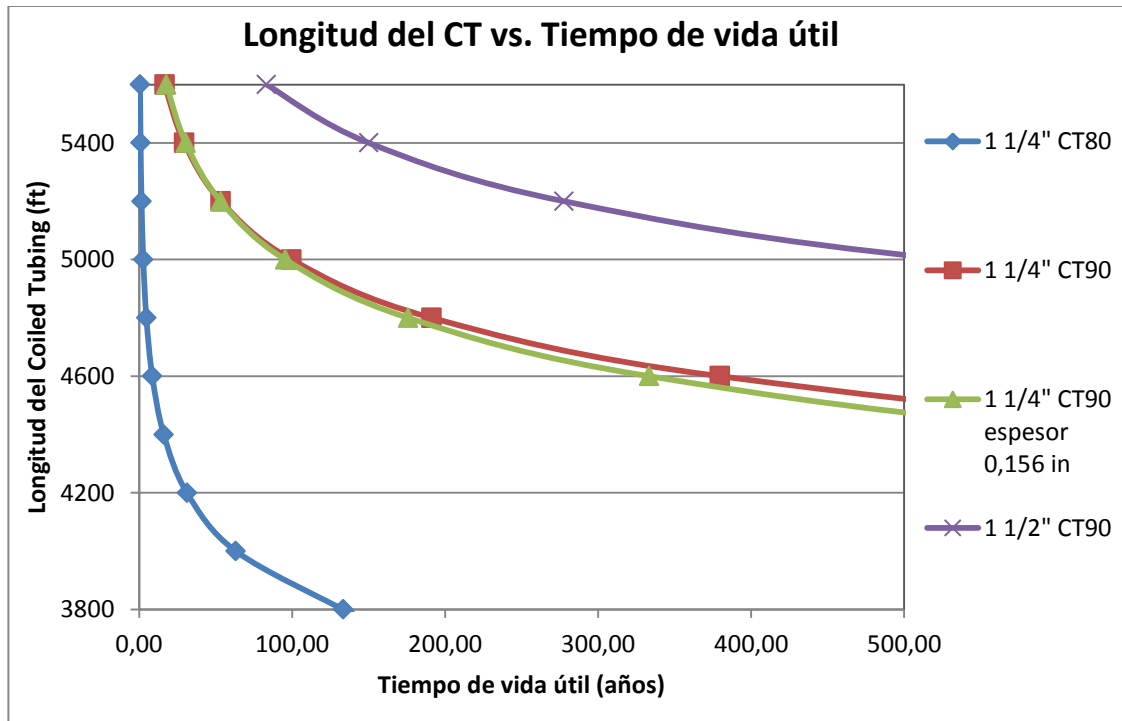
Fuente: Autores.

Tabla 20. Tiempo de vida útil según la longitud para varios CT

Tiempo de vida (años)				
Profundidad (ft)	1 1/4" CT80	1 1/4" CT90	1 1/4" CT90 (Espesor 0,156 in)	1 1/2" CT90
3789,19	139,13	9308,96	6378,40	59895,44
3800	133,43	8872,64	6104,59	56951,58
4000	63,15	3758,65	2778,18	23148,38
4200	31,25	1675,58	1319,98	9949,61
4400	16,08	781,57	651,84	4492,88
4600	8,57	379,62	333,29	2119,86
4800	4,72	191,22	175,87	1040,30
5000	2,67	99,55	95,50	528,91
5200	1,55	53,39	53,24	277,67
5400	0,92	29,43	30,40	150,08
5600	0,56	16,63	17,75	83,31
5608	0,55	16,27	17,38	81,41

Fuente: Autores.

Figura 45. Comparación de la vida útil para varias sartas de CT



Fuente: Autores.

El tiempo de vida útil de una tubería flexible para su aplicación al bombeo mecánico como reemplazo de la sarta de varillas depende en gran medida de la profundidad a la que se encuentra la bomba, ya que mientras su longitud sea mayor, el tiempo de vida disminuye. El análisis realizado a partir de los datos del tiempo de vida útil nos ayudan a definir hasta qué profundidad es seguro trabajar con esta herramienta a estas condiciones, y también nos permite la recomendación de un diámetro y un espesor de tubería flexible para este caso.

Utilizar una tubería de un bajo límite elástico como el CT80 no proporcionaría un tiempo de vida aceptable para este trabajo y fallaría en menos de un año, mientras que al cambiar a CT90 el tiempo de vida aumenta considerablemente incluso si se trata del mismo diámetro y espesor en ambas tuberías, esto debido a la alta resistencia que posee el material. Por otra parte, no es necesario exagerar en el tiempo de vida de la tubería, no es viable implementar una tubería de 1 1/2" ya que su costo es mayor al de la tubería de 1 1/4". Una tubería de 1 1/4" es la ideal para este caso ya que esta brinda un tiempo de vida aceptable para el trabajo. Entre las tuberías de 1 1/4", la que tiene un mayor tiempo de vida útil es la de mayor espesor de pared, sin embargo esta diferencia es de tan solo un año, lo que podría no justificar una mayor inversión por tan poco tiempo.

Con lo anterior podemos concluir que la tubería de 1 1/4" CT90 de espesor de 0,102 in es la mejor elección entre las anteriores analizadas, ya que muestra un tiempo de vida aceptable para el trabajo a ejecutar.

4.3.2.3 Parámetros operacionales

Para realizar el diseño del sistema de bombeo mecánico asistido por CT, se sigue el procedimiento de la misma manera que con la sarta de varillas. Esto

es posible ya que la tubería está hecha de acero, y su composición es parecida a la de las varillas de succión.

Para probar la aplicación de esta tubería se calculan las cargas máximas y mínimas a las que estará sometida durante el proceso de producción. En este procedimiento se deben calcular la carga máxima (PPRL) y la carga mínima (MPRL).

La PPRL se determina de la siguiente manera:

$$PPRL = \text{Peso de la columna de fluido} + \text{Peso CT} + \text{Aceleración} \quad (13)$$

–*Boyanza del émbolo*

Para calcular el peso de la columna de fluido se utiliza la siguiente ecuación:

$$W_f = (0,052\rho_f D_p + \rho_{fl})A_p \quad (14)$$

Dónde:

ρ_f = Densidad del fluido (lb/gal)

D_p = Profundidad de la bomba (ft)

P_{fl} = Presión en la línea de flujo (psi)

El siguiente paso es calcular el peso de la sarta de CT para la cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$W_{ct} = L_{CT}w_{CT} \quad (15)$$

Dónde:

L_{CT} = Longitud total del CT (ft)

w_{CT} = Peso del CT (lb/ft)

El peso del CT se obtiene de las tablas del fabricante de CT según el diámetro y el grado de la tubería.

Para calcular el término de la aceleración se utiliza la siguiente ecuación:

$$\alpha_1 = \frac{SN^2}{70.500(1 \mp c/p)} \quad (16)$$

Dónde:

α_1 = Es la aceleración máxima en bajada (ft/s²)

c/p = Relación manivela-viela de la unidad de bombeo. Positiva para unidades convencionales, negativa para unidades balanceadas por aire y 0 para unidades de stroke largo LSPU.

Luego se calcula la boyanza del émbolo con la siguiente ecuación:

$$F_b = 0,052\rho_f[(D_p - D_{fl})A_{CTOD} + (A_p - A_{CTID})D_p] \quad (17)$$

Dónde:

F_b = Fuerza de boyanza (lb)

D_{fl} = Nivel de fluido en el anular (ft)

A_{CTOD} = Área del diámetro externo del CT (in²)

A_{CTID} = Área del diámetro interno del CT (in²)

Habiendo calculado la carga máxima del CT, procedemos a calcular la carga mínima que está dada por:

$$MPRL = \text{Peso CT} - \text{Aceleración} - \text{Boyanza del émbolo} \quad (18)$$

En este caso el término de aceleración se determina por la aceleración hacia arriba, la cual reduce la carga en el CT, esta ocurre en el tope del stroke y está dada por la ecuación:

$$\alpha_2 = \frac{SN^2}{70.500(1 \mp c/p)} \quad (19)$$

La relación manivela-viela es negativa para unidades de bombeo convencionales, positiva para unidades balanceadas por aire y 0 para unidades LSPU.

Luego de este cálculo se procede a hallar la fuerza de boyanza del émbolo dada por la siguiente ecuación:

$$F_b = 0,052\rho_f D_p (A_p - A_{CTID}) \quad (20)$$

Habiendo calculado los valores de la carga máxima y mínima, se recomienda utilizar un diagrama de Goodman modificado para saber si el CT no estará sobrecargado. Este diagrama es usualmente utilizado para las varillas de succión, pero al estar hechos del mismo material, es posible implementar el diagrama para predecir el comportamiento aproximado de la tubería flexible.

Para implementar el diagrama es necesario calcular el esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo al que estará sometido el material durante el trabajo utilizando las ecuaciones:

$$S_{max} = \frac{PPRL}{A_{CTOD} - A_{CTID}} \quad (21)$$

$$S_{min} = \frac{MPRL}{A_{CTOD} - A_{CTID}} \quad (22)$$

Habiendo seleccionado el CT a utilizar, se procede a analizar las cargas a las que será sometido en la producción junto con las características del pozo COL 03 que se muestran en la tabla 15.

Para calcular la PPRL, como primer paso se calcula el peso de la columna de líquidos utilizando la ecuación 13:

$$W_f = (0,052(6,873)(5.608) + (50))1,227$$

$$W_f = 2.520,926 \text{ lb}$$

Luego el peso de la sarta de CT con la ecuación 14:

$$W_{ct} = (5.608)(1,25)$$

$$W_{ct} = 7.010 \text{ lb}$$

El término de aceleración según la ecuación 15 es:

$$\alpha_1 = \frac{(34,3)7,826^2}{70.500(1 + 0,23)}$$

$$\alpha_1 = 0,037 \text{ ft/s}^2$$

Y según la ecuación 16 la fuerza de boyanza es:

$$F_b = 0,052(6,873)[(5.608 - 3.789,19)1,227 + (1,227 - 0,859)5.608]$$

$$F_b = 1.534,99 \text{ lb}$$

Luego de haber calculado todo lo anterior se procede a sustituir los términos en la ecuación 12.

$$PPRL = 2.520,926 + 7.010 + (0,037)(7.010) - 1.534,99$$

$$PPRL = 8.252,861 \text{ lb}$$

Ahora procedemos a calcular la MPRL. Como primer paso se calcula el término de aceleración hacia abajo haciendo uso de la ecuación 18:

$$\alpha_2 = \frac{(34,3)7,826^2}{70.500(1 - 0,25)}$$

$$\alpha_2 = 0,023 \text{ ft/s}^2$$

Según la ecuación 19, la fuerza de boyanza en este caso es:

$$F_b = 0,052(6,873)(5.608)(1,227 - 0,859)$$

$$F_b = 737,294 \text{ lb}$$

Ahora que se han hallado todos los datos necesarios, se procede a reemplazarlos en la ecuación 17:

$$MPRL = W_{CT} - \alpha_2 W_{CT} - F_f - F_b$$

$$MPRL = 7010 - (0,023)(7010) - 737,294$$

$$MPRL = 6.111,866 \text{ lb}$$

Habiendo calculado la carga máxima y mínima, se hace necesario verificar la aptitud del CT para el trabajo a realizar. Para ello se realiza un diagrama de Goodman modificado para comprobar que estas cargas se encuentren entre

el rango de esfuerzo permisible de la tubería. En este caso, según las ecuaciones 20 y 21, los valores de esfuerzo serían:

$$S_{max} = \frac{8.279,859}{1,227 - 0,859}$$

$$S_{max} = 22.507,694 \text{ psi}$$

Por lo tanto,

$$S_{min} = \frac{5.403,814}{1,227 - 0,859}$$

$$S_{min} = 16.614,295 \text{ psi}$$

Como no existen datos analíticos para confirmar el modelo de fatiga, Falk⁵⁵ sugirió el diagrama de esfuerzos de Goodman modificado para validar que la tubería flexible no será sobrecargada. Afirmó que si bien el diagrama se utiliza comúnmente para las varillas de bombeo de acero, el material de la tubería flexible es comparable con el acero utilizado en las varillas.

En su trabajo se sugiere una modificación que debe hacerse a las tensiones máximas y mínimas a trazarse en el Diagrama de Goodman modificado, teniendo en cuenta la naturaleza triaxial de tensiones en un material tubular. En tales condiciones, no sólo un componente axial debe ser considerado, sino también los radiales y tangenciales.

La intersección con el eje debe ser $T/2.5$ frente a $T/4$ especificada por el comité API; como resultado, la pendiente de la línea de tensión admisible cambia de 0,3 a 0,5625. La definición del Diagrama de Goodman modificado se convierte entonces para el Coiled Tubing en:

⁵⁵ FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. Houston, Texas. 9-10 de Abril de 2002. Paper SPE 74832.

$$S_a = (T / 2,5 + MS_{\min})SF \quad (23)$$

Dónde:

S_a : Esfuerzo admisible (psi)

T = Resistencia mínima a la tensión (psi)

M = Pendiente de la línea de esfuerzo admisible = 0,3

S_{\min} = Esfuerzo mínimo (psi)

SF = Factor de seguridad

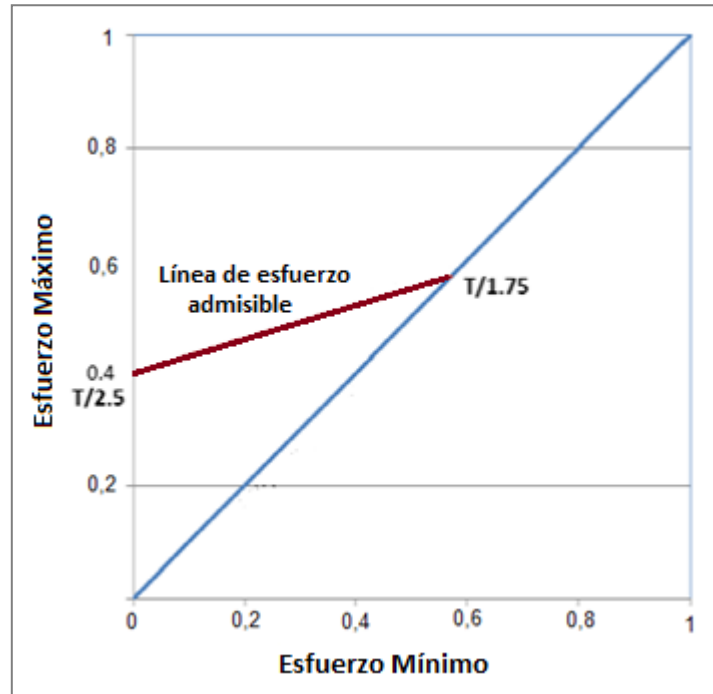
De acuerdo con la prueba experimental realizada, el comportamiento de las muestras sugirió que el material será capaz de soportar incluso rangos más altos de esfuerzo. La figura 46 muestra la nueva propuesta del Diagrama de Goodman Modificado según Parameswaran.⁵⁶

Siempre que la tubería flexible se doble, se inducen esfuerzos de flexión en sus fibras. El esfuerzo se vuelve de tensión en las fibras externas de la tubería (parte exterior de la curvatura) y se vuelve de compresión en las fibras internas de la tubería (parte interior de la curvatura).

Además, los esfuerzos longitudinales debidos a su propio peso, más el peso del fluido producido en el caso de la carrera, y adicionalmente los esfuerzos axiales y tensiones radiales debidos a la presión. En consecuencia, si las tensiones exceden la resistencia del material, y el doblado lleva el material más allá de la región elástica, la tubería flexible puede deformarse de forma permanente.

⁵⁶ FLORES ÁVILA, F., et al. Using Coiled Tubing as Sucker Rods for SRP. Texas, USA. Marzo del 2012. SPE 154447. 8 p.

Figura 46. Diagrama de Goodman modificado según Parameswaran



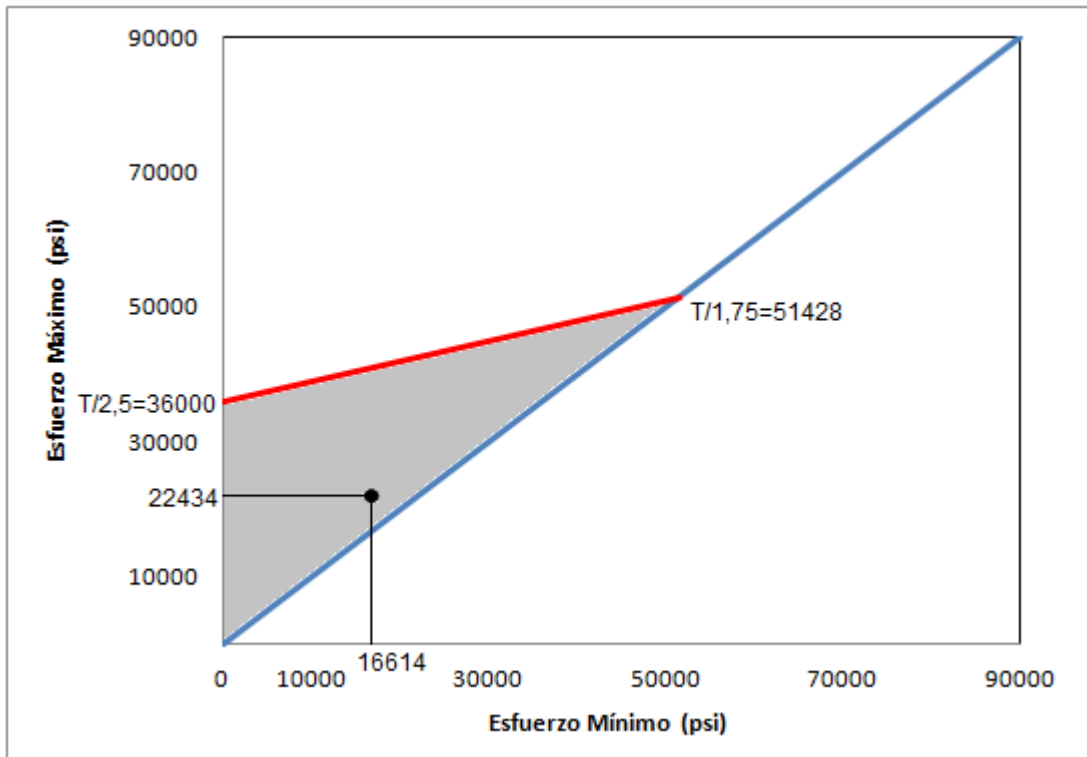
Fuente: FLORES ÁVILA, F., et al. Using Coiled Tubing as Sucker Rods for SRP. Texas, USA. Marzo del 2012. SPE 154447.

Se debe asegurar que una deformación de este tipo no tenga lugar después de que la tubería sea sometida a la presión ejercida y los cambios de temperatura producidos durante las operaciones de bombeo.

Los resultados son graficados en el diagrama para una tubería de grado CT90 con un límite elástico mínimo de 90.000 psi. Se observa que los esfuerzos se encuentran dentro del rango de esfuerzo permisible del material, lo que nos da una garantía de su buen funcionamiento en el sistema de producción.

En la figura 47, se grafican los resultados obtenidos para la sarta elegida; a partir de este gráfico se corrobora que la tubería es apta para desarrollar el trabajo.

Figura 47: Diagrama de Goodman según Parameswaran para CT90



Fuente: Autores.

4.3.3 Especificaciones técnicas del equipo a instalar

Como se estableció anteriormente, la tubería flexible seleccionada para el piloto fue un Coiled Tubing CT90 de 1 $\frac{1}{4}$ in de diámetro. Se probó por medio del diseño que esta tubería es apta para este trabajo y puede realizarlo por un tiempo extenso. Las especificaciones de esta tubería se muestran en la tabla 21.

Para poder transportar, correr y extraer la sarta de CT del pozo, es necesario contar con una unidad de CT adecuada, capaz de manejar el peso de la tubería y demás especificaciones. Como se diseñó el piloto con un CT de 1,25 in de diámetro y de 5.608 ft de longitud, no es necesaria una unidad de alta potencia. De acuerdo a los requerimientos del sistema, se seleccionó

una unidad Coiled-Tubing 002 (Figura 48), cuyas especificaciones se encuentran en la tabla 22.

Tabla 21. Especificaciones del Coiled Tubing

Propiedades	
Diámetro Externo (in)	1,25
Diámetro Interno (in)	1,046
Espesor de pared (in)	0,102
Peso (lb/ft)	1,25
Grado	CT90
Resistencia al colapso (psi)	12.881
Tracción máxima (psi)	31.620
Presión interna máxima (psi)	13.970
Torque máximo (lb*ft)	846

Fuente: HIRSCHFELDT, M. Mechanical Properties of API Coiled Tubing. Oilproduction.net.

Figura 48. Unidad de Coiled Tubing



Fuente: Guacamaya Oil Services S.A.S. Coiled Tubing 002. Disponible en: <http://www.guacamayoils.com/detallesequipo.php?codigop=47->

Tabla 22. Especificaciones de la Unidad de Coiled Tubing

Unidad Coiled Tubing		
Motor	Motor del Tráiler	Caterpillar 005
	Bomba hidráulica	Sauer Danfoss
Carrete	Capacidad	1,25 in - 6000ft
	Radio	25 - 36 in
Inyector	Capacidad Pull continua	24.000 lb
	Capacidad Pull intermitente	30.000 lb
	Capacidad Push intermitente	15.000 lb
	Máxima velocidad	100 ft/min
	Mínima velocidad	3 ft/min
	diámetro de tubería	1,25 in
Cuello de ganso	Radio de Curvatura	48 - 72 in

Fuente: Guacamaya Oil Services S.A.S. Coiled-Tubing 002. Disponible en: <http://www.guacamaya oils.com/detallesequipo.php?codigop=47>

La bomba de fondo que se recomienda para este sistema es una bomba de vástago hueco RHBC 2x1 1/4X8X10. En la tabla 23 se observan cada una de las partes de esta bomba con sus especificaciones.

La figura 49 muestra un esquema de la bomba de fondo ensamblada con las partes anteriormente mencionadas. Una parte importante del montaje de fondo es el dispositivo que conecta la bomba de fondo al CT.

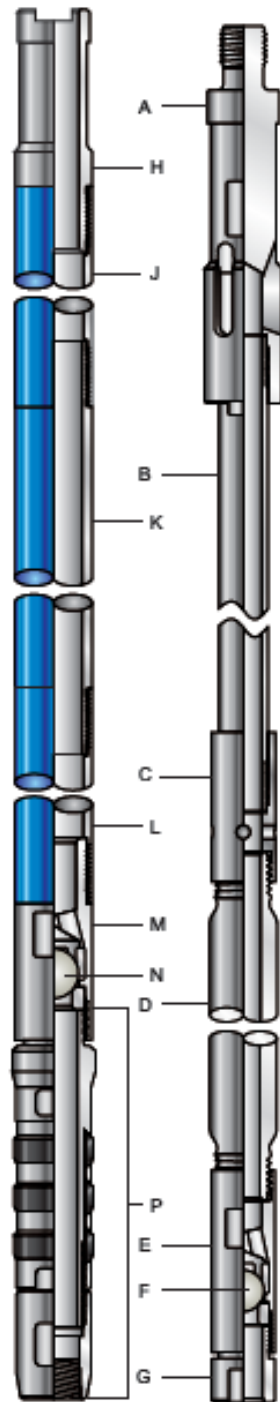
Convencionalmente la bomba se encuentra conectada a las varillas por medio de un buje que se ubica en el tope de la sección viajera, pero al no ser un dispositivo hueco es imposible que el sistema funcione con este conector. Para poder bombear el fluido dentro del CT es necesario reemplazar el buje convencional por un conector que una el extremo superior del vástago hueco con el CT.

Tabla 23. Especificaciones de la bomba de fondo

BOMBA RHBC 2x1 1/4x8x10						
	Art.	Descripción	OD	Rosca superior	Rosca inferior	Número API
Conjunto viajero	A	Conector externo de agujeros	1,75	-	0.9375-16	-
	B	Vástago hueco	1,25	0.9375-16	0.9375-16	-
	C	Junta del émbolo con el vástago	1,20	0,9375-16	1,0000-14	-
	D	Émbolo	1,25	1,0000-14	1,0000-14	-
	E	Receptáculo del émbolo cerrado	1,25	1,0000-14	1,0000-14	C13-125
	F	Válvula viajera	0,75	-	-	V11-125
	G	Tapón de asentamiento	1,25	1,0000-14	-	P12-125
Conjunto fijo	H	Guía	1,5 - 1,34	-	1,5730-16 PE	-
	J	Junta de extensión	1,625	1,5730-16 PE	1,5730-16 PE	-
	K	Barril	1,625	1,5730-16 PE	1,5730-16 PE	B12-125-L
	L	Junta de extensión	1,625	1,5730-16 PE	1,3330-16	-
	M	Receptáculo del barril cerrado	1,730	1,3330-16	1,4704-14	-
	N	Válvula fija	1,125	-	-	V11-175
Ancla	P	Ancla de fondo API de 3 copas	1,781	1,4704-14	-	20-231-32

Fuente: Modificado. Weatherford International Ltda. Surface Rod Pumps, Parts and Accessories. USA 2008-2012.

Figura 49. Bomba RHBC



Fuente: Weatherford International Ltda. Surface Rod Pumps, Parts and Accessories. USA 2008-2012, 55p.

La unión seleccionada para este trabajo es un conector de agujeros externo como el que se observa en la figura 50. Este conector está diseñado para acoplar la tubería flexible a herramientas con rosca, y se hace necesario ya que el CT no posee una rosca en su extremo por lo que es necesario acoplarla con otros métodos.

Figura 50. Conector externo de agujeros



Fuente: Weatherford International Ltda. Thru-Tubing Intervention. External Dimple Connector. Texas, USA, 2006 1 p.

El conector se acopla a la bomba de fondo por medio de una rosca convencional, mientras que con el CT utiliza un sistema de agujeros en su estructura por los cuales se atornillan una serie de pernos especiales que abrazan la tubería y la mantienen en una posición fija. Este tipo de unión es muy utilizada en la industria⁵⁷ y puede aportar beneficios tales como:

- Gran capacidad de fijación con el CT, manteniendo una fuerte resistencia a la tensión.

⁵⁷ Weatherford International Ltda. Thru-Tubing Intervention. External Dimple Connector. Texas, USA, 2006 1 p.

- Un diámetro interno grande diseñado para maximizar el flujo de productos a través de él al igual que algunas herramientas.
- Diseño corto y compacto que facilita su instalación y manipulación. También evita el aumento innecesario de la longitud de la sarta.⁵⁸

Las especificaciones del conector se muestran en la tabla 24 y se observan las dimensiones de los conectores para diferentes diámetros de CT. En este caso, como se utiliza un CT de 1,25 in de diámetro, es necesario un conector de 1,75 in.

Tabla 24. Especificaciones del conector externo de agujeros

OD del Coiled Tubing	OD del conector	ID del Conector	Longitud	Fuerza de tensión
in	in	in	ft	lb
1,250	1,750	1,110	0,41	51.500
1,50	2	1,275	0,40	
1,750	2,250	1,520	0,40	
2	2,875	1,780	0,45	
2,375	3,125	2,125	0,41	
2,875	3,50	2,50	0,45	

Fuente: Weatherford International Ltda. Thru-Tubing Intervention. External Dimple Connector. Texas, USA, 2006 2 p.

La unidad de bombeo en superficie está diseñada para acoplarse a una barra lisa de gran resistencia capaz de sostener el peso completo de la sarta, pero en el caso del sistema CTRS, como se necesita que haya flujo por la sarta, es necesario cambiar el tipo de barra por una hueca. Luego de que el CT es cortado, esta barra hueca se conecta al tope de éste con la ayuda de una junta de CT (puede ser igual que la mencionada anteriormente), y su parte superior es ajustada en la cabeza de la unidad de bombeo en superficie.

⁵⁸ Ibid. 2 p.

Para esta aplicación, se recomienda una barra hueca con las especificaciones mostradas en la tabla 25.

Tabla 25. Especificaciones de la barra hueca

Varilla Hueca Grado D	
Diámetro	1,25 in
Diámetro interno	0,816 in
Espesor de pared	0,217 in
Diámetro de Junta	2 in
Rosca Nominal	1,4375 in
Longitud	30 ft
Límite elástico	90.000 psi
Resistencia a la Tracción	115.000 psi

Fuente: Autores.

En superficie, los fluidos bombeados fuera del pozo por el sistema deben llegar a la línea de producción. Debido a que la sarta está en continuo movimiento, no se puede realizar una conexión entre el CT y la línea de producción utilizando una tubería rígida, por lo que se opta por conectar una manguera de goma capaz de trabajar a alta presión para transportar el fluido.

Esta manguera debe ser resistente a altas temperaturas, ya que en el pozo se realizan trabajos con aceite caliente, y también debe ser capaz de soportar el flujo a alta presión del fluido hacia la línea de producción. En la tabla 26 se muestran las especificaciones mínimas que debe tener esta herramienta para cumplir con las necesidades del trabajo.

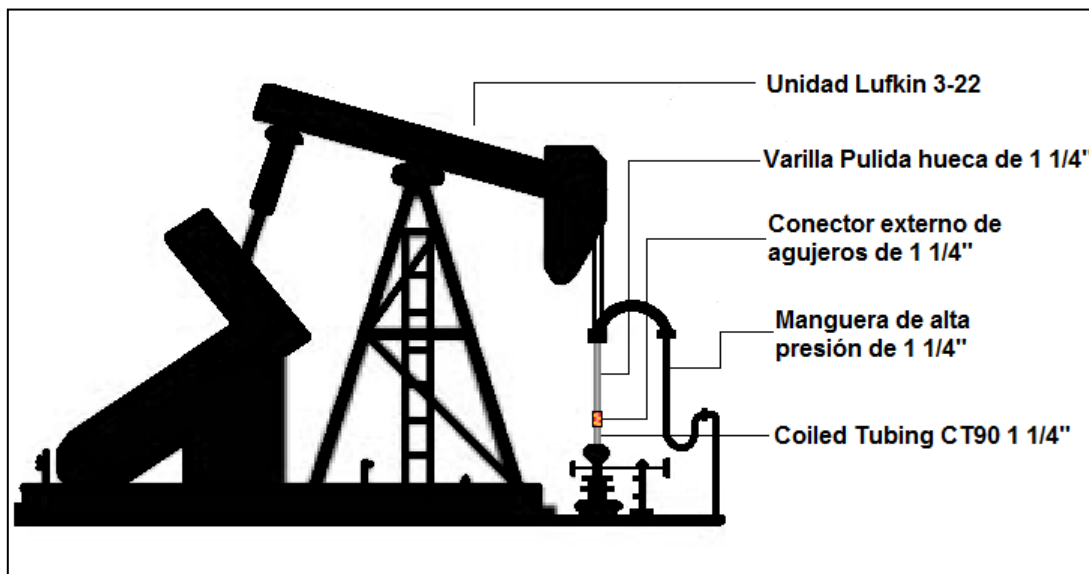
Tabla 26. Especificaciones de la manguera de alta presión

Manguera de alta presión	
Diámetro interno	1,25 in
Temperatura máxima de operación	220°F
Presión máxima de operación	1200 psi
Longitud	17 ft

Fuente: Autores.

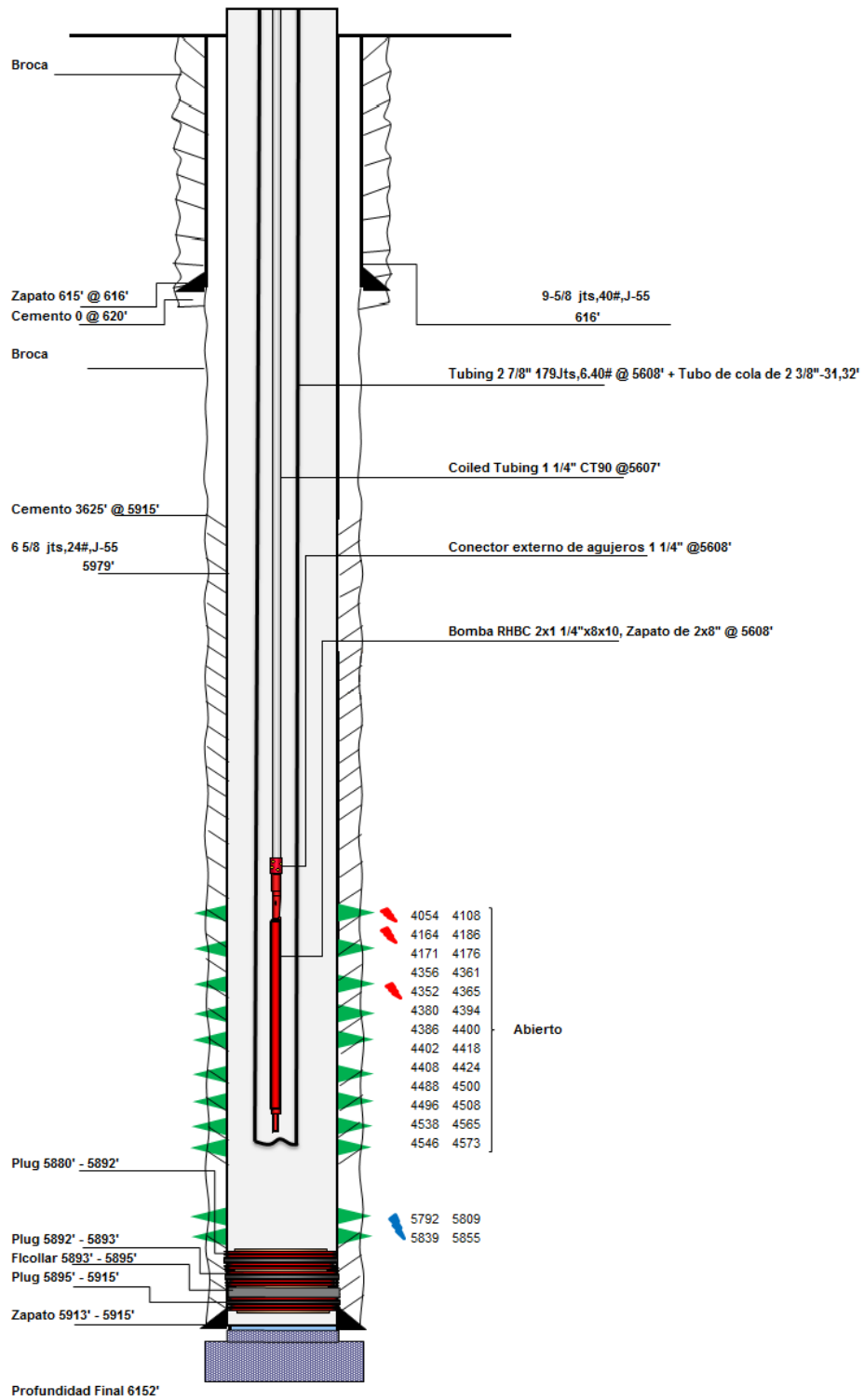
La figura 51 muestra el esquema del sistema nuevo sistema CTRS en superficie acoplado a la unidad de bombeo Lufkin 3-22 del pozo COL 03, y la figura 52 muestra el estado mecánico del pozo con el CT como sustituto de las varillas de succión para el mismo caso.

Figura 51. Esquema del CTRS en superficie para el pozo COL 03



Fuente: Autores.

Figura 52. Estado mecánico del pozo COL 03 con el sistema CTRS



Fuente: Autores.
152

4.3.4 Plan de trabajo para la instalación de equipos

4.3.4.1 Operaciones previas

Debido a que los pozos activos del CEC producen a través del sistema de bombeo mecánico, es necesario retirar la sarta de varillas, lo cual implica la utilización de una unidad de workover. Actualmente el pozo COL 03 se encuentra pegado por la precipitación de parafinas, así que debe ejecutarse el trabajo de reacondicionamiento que se realizaría normalmente para despegar la sarta y dejar el tubing limpio, sólo que en esta ocasión, sin insertar nuevamente la bomba y las varillas dentro del pozo.

Basados en el documento: Pliego de condiciones. Volumen II: Especificaciones técnicas - Licitación pública 014 de 2007. Restablecimiento de la producción de los pozos Col-70 y Col-37 del Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander⁵⁹, es posible establecer los procedimientos para el reacondicionamiento de los pozos en el CEC.

En el registro, se especifican también las obligaciones y cada uno de los requisitos que debe cumplir el contratista para realizar este tipo de trabajo. Teniendo en cuenta que además, deben cumplirse con los lineamientos de HSE para el servicio a pozo descritos en el documento mencionado anteriormente.

A continuación se presenta el programa de trabajo que permite preparar el pozo COL 03 para implementar el CTRS:

⁵⁹ VICERRECTORIA DE INVESTIGACIÓN Y EXTENSIÓN – UIS, [En línea]. Versión Octubre de 2007. Licitación pública 014: Restablecimiento de la producción de pozos Col-70 y Col-37-Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander. Disponible en: https://www.uis.edu.co/procesos_contratacion/contrataciones/licitaciones/licitaciones_2007/licitacion_014/definitivos/V2_lic_014_pozo_def.pdf

1. Movilizar equipo de servicio a pozo a la locación del pozo, además de los accesorios necesarios para efectuar un trabajo de forma segura.
2. Registrar y reportar presión en tubería y anular.
3. Instalar accesorios para controlar el pozo (línea de quemadero con separador y conexión a tanques de recibo).
4. Descargar el pozo por tubing y anular.
5. Conectar camión calentador y circular aceite caliente por el anular con la unidad de bombeo funcionando, con el fin de limpiar la bomba de subsuelo y las varillas sacando parafina líquida por el tubing y descargándola en superficie.
6. Retirar conexiones de superficie. Instalar los burros para colocar la sarta de varillas.
7. Instalar equipo de servicio a pozo.
8. Descabezar la unidad de bombeo, teniendo cuidado al bajar el carevaca al suelo.
9. Sacar la sarta de varillas en sencillo, bajándolas a los burros.
10. Sacar la bomba de subsuelo.
11. Circular aceite caliente por la tubería de producción para limpiarla.
12. Desenflanchar el pozo.
13. Sacar sarta de tubería en sencillo. .
14. Bajar tubería de producción probada y cambiando tubos malos o parafinados.
15. Movilizar equipos de la locación del pozo para dar espacio a la unidad de CT.

4.3.4.2 Programa de instalación

Posterior a las operaciones para la preparación del pozo y habiendo realizado con anterioridad el diseño del trabajo, se procede con la instalación del CTRS:

1. Preparar la bomba de varillas hueca adecuada, con el ancla instalada en su parte inferior.
2. Insertar la bomba de varilla hueca con el ancla dentro del pozo usando un gancho o simplemente haciéndolo a mano.
3. Instalar el sujetador de varillas (polished rod clamp) sobre una varilla hueca, para mantener la bomba en su posición sobre cabeza de pozo.
4. Posicionar la CTU alineada con el pozo, esta debe situarse a una distancia suficiente, de tal forma que se observe la tubería recta hacia el pozo.
5. Instalar el conector en el extremo libre de la tubería flexible.
6. Atornillar el extremo superior de la varilla hueca con el conector del CT.
7. Correr en el pozo la bomba con el CT hasta la profundidad de ajuste de la bomba.
8. Asegurar el CT sobre la cabeza del pozo con el sujetador de varillas y las cuñas.
9. Cortar la tubería flexible.
10. Instalar el conector de CT en el extremo recién cortado de la tubería.
11. Posicionar, alinear y mantener una varilla hueca con la abrazadera y los elevadores de varillas.
12. Atornillar el extremo inferior de la varilla hueca con el extremo superior del conector de la tubería flexible.
13. Remover el sujetador y las cuñas de la tubería.
14. Ajustar el ancla en la bomba sobre la posición deseada maniobrando la varilla hueca.
15. Instalar las bridas y conectar la varilla hueca a la unidad de bombeo.
16. Con un conector hidráulico rápido, unir la manguera de alta presión con el extremo superior de la varilla hueca.
17. Usando otro conector hidráulico rápido conectar la manguera a la línea que conduce al manifold.
18. Ajustar todas las conexiones en cabeza de pozo.

19. Espaciar la bomba.
20. Iniciar la producción.

4.3.5 Procedimiento de operación

Durante su vida útil, el pozo produce a través de la sarta de CT que a su vez actúa como varilla de bombeo. Sin embargo es importante saber que el mantenimiento de un pozo en que se ha implementado el CTRS se puede lograr mediante el bombeo y circulación de líquidos, sin tener que retirar la sarta ni la bomba de fondo de pozo, trabajo que tarda menos de un par de horas. La producción puede ser restaurada en poco tiempo, lo que reduce el período de inactividad, maximizando la producción del pozo. También se pueden implementar medidas preventivas bombeando productos químicos que ayudarán al flujo de los fluidos al evitar la acumulación de incrustaciones o reducir la viscosidad.

Para el caso particular del Campo Escuela Colorado, la solución implementada para resolver el problema de depositación de parafinas en el equipo de fondo es la circulación de aceite caliente. Y aunque el objetivo de aplicar la tecnología es reducir el número de trabajos que deben efectuarse en el pozo, es posible que en ocasiones se requiera el reacondicionamiento del pozo mientras se usa el CTRS. La inyección de aceite caliente puede realizarse usando el nuevo sistema, el cual además trae beneficios para esta técnica; ya que al inyectar el fluido a través del tubing, se calentarán las incrustaciones de parafina dentro de la sarta de CT por el mecanismo de convección y también se necesitará una menor cantidad del fluido a circular debido a la reducción del área de flujo.

Para realizar un trabajo con aceite caliente con el nuevo completamiento, se necesitarían solo 25 barriles de aceite caliente para llenar completamente el

anular entre el CT y el tubing con el nivel de fluido actual. El procedimiento para hacer este trabajo es igual al realizado con el sistema convencional. Primero se calienta el aceite a 220°F, con este se llena el anular entre el CT y el tubing hasta superficie, y luego se inyecta otra cantidad por el anular entre el casing y el tubing. El aceite calentará el CT por convección, y éste, a su vez transferirá el calor al fluido en su interior derritiendo las parafinas y posibilitando el flujo. Debido a que el volumen de fluidos dentro del CT es pequeño, se necesita una menor cantidad de calor y tiempo para aumentar su temperatura aumentando la eficiencia del trabajo.

4.3.6 Condiciones de producción esperadas

Para idear los escenarios de producción esperados con la utilización de este nuevo sistema, primero se deben conocer los beneficios que este puede traer a la producción de este pozo. Es necesario tener en cuenta los mecanismos que brinda el CT para evitar la formación de parafinas en la sarta de producción. Estos mecanismos incluyen el aumento de la velocidad de flujo de la producción⁶⁰ y la conservación de la temperatura.

4.3.6.1 Arrastre de partículas sólidas

Para analizar la eficiencia de arrastre de partículas sólidas que tiene este sistema en comparación con el convencional, se utiliza una gráfica de caudal vs tamaño de partícula para una tubería de 2 7/8 in con varios tamaños de varillas de succión (Figura 53). En la figura se observa que al aumentar el caudal de producción se produce el arrastre de sólidos cada vez de menos tamaño.

⁶⁰ LENIEK, B., LANNOM, R. Options for Coiled Tubing Lift. Upstream Pumping Solutions. Summer 2012. 40 p.

El sistema del pozo COL 03 se diseñó para manejar un caudal de 34 BPD, que convencionalmente serían producidos a través de un tubing de 2 7/8 con una sarta de varillas telescópica con diámetros de 3/4 y 5/8 in. Al analizar la figura, se observa que para este caudal y la tubería de 2 7/8 in y varillas de 5/8 in, se arrastran sólidos de 80 en tamaño estándar de tamiz.

Para calcular la velocidad de flujo de un caudal en una tubería se utiliza la siguiente ecuación:

$$V = \frac{Q}{A} \quad (24)$$

Donde:

Q = Caudal de producción

A = Área de flujo

El área de flujo entre el tubing y la varilla es de 4,37 in², y a este caudal, se obtiene una velocidad de:

$$V = \frac{34 \text{ BBL/día}}{4,37 \text{ in}^2} = 7,78 \frac{\text{BBL}}{\text{día} * \text{in}^2}$$

El CT tiene un área de flujo de 0,859 in², y con esta producción diaria, el nuevo sistema de levantamiento producirá con una velocidad de:

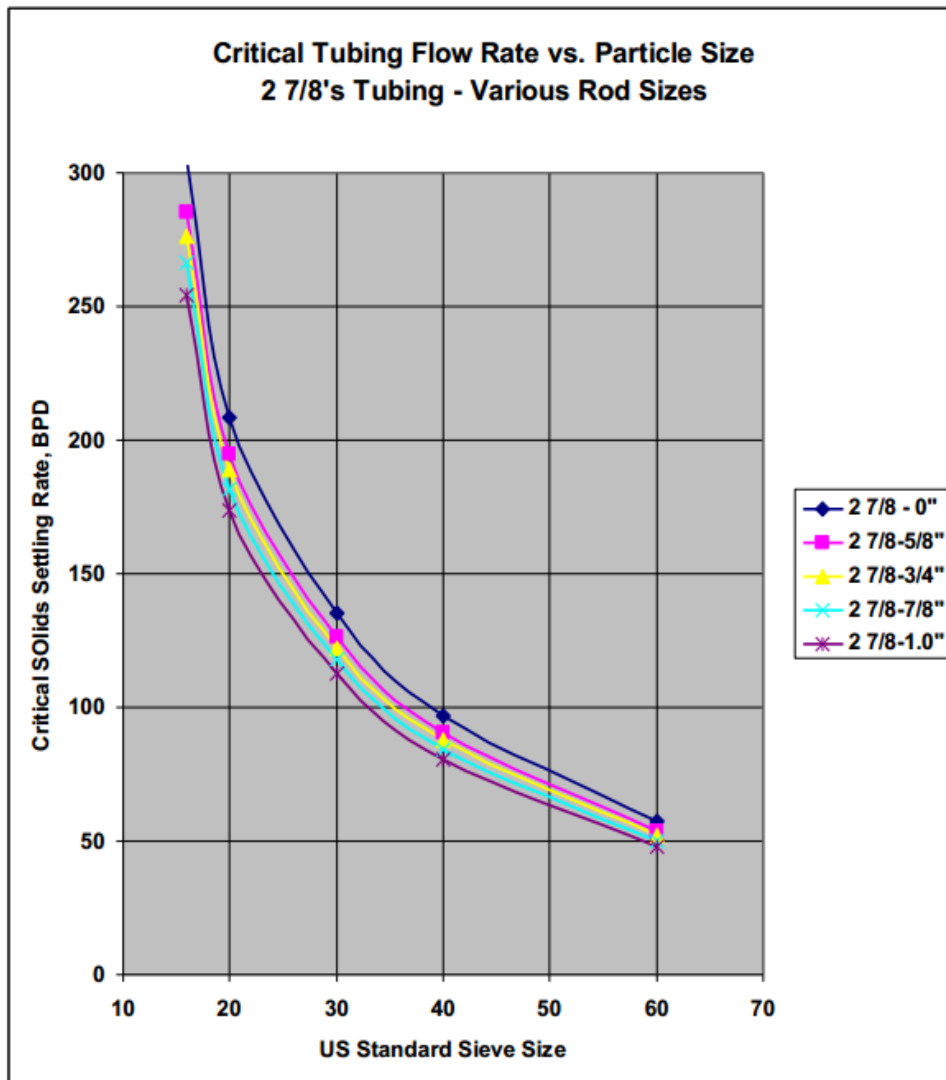
$$V = \frac{34 \text{ BBL/día}}{0,859 \text{ in}^2} = 39,58 \frac{\text{BBL}}{\text{día} * \text{in}^2}$$

Esto significa un aumento del 500% en la velocidad de flujo.

Para ver la manera en la que afecta esta nueva velocidad, se asume un tubing de $2\frac{7}{8}$ in y varillas de $\frac{5}{8}$ produciendo a esta velocidad, lo que supone un caudal de:

$$Q = 39,58 \frac{BBL}{día * in^2} * 4,37 in^2 = 173 \frac{BBL}{día}$$

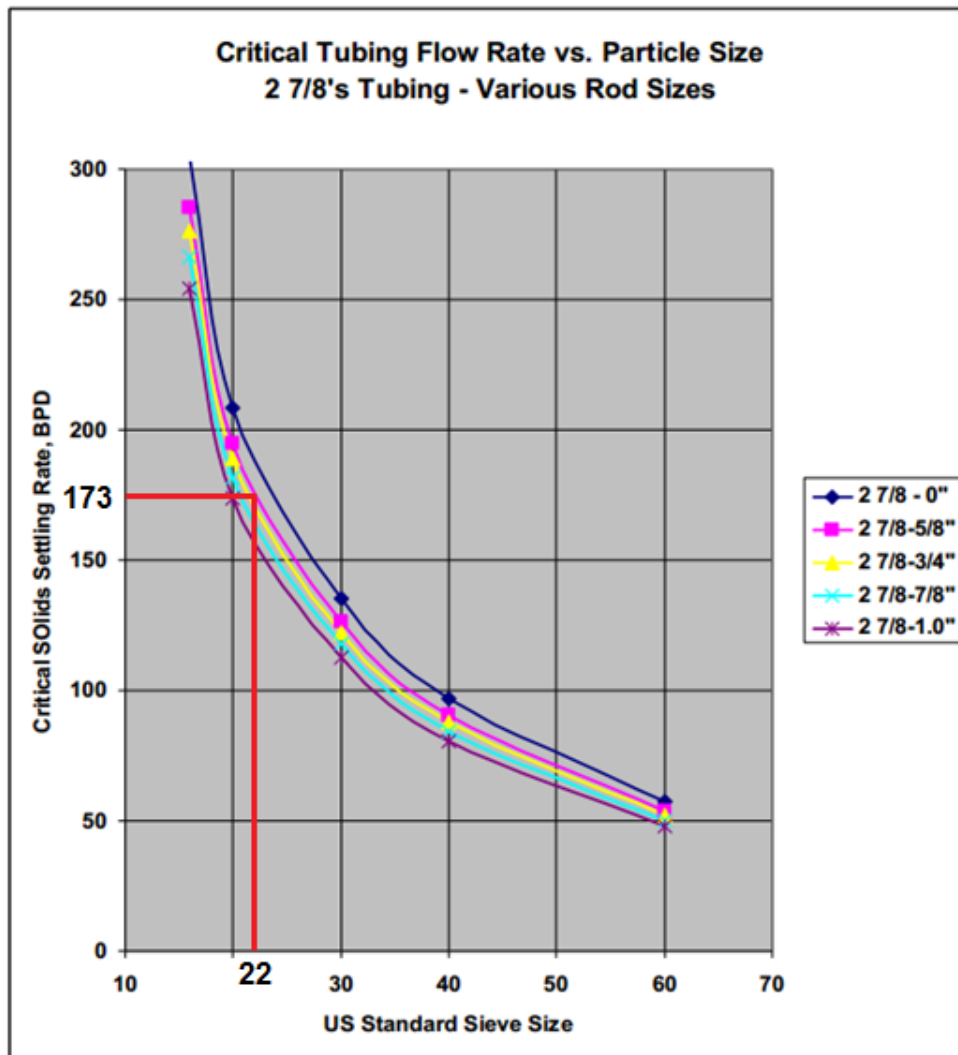
Figura 53. Caudal crítico vs tamaño de partícula tubing de $2\frac{7}{8}$ in



Fuente: MONTGOMERY, R., et. al. Coiled Tubing in Artificial Lift Operations. 2012. 7 p.

Este es el caudal que tendría que bombear el sistema convencional para alcanzar la velocidad de bombeo del CT. Ahora con el nuevo caudal y la figura 53, es posible saber qué diámetro de partícula es capaz de arrastrar el sistema CTRS a esta velocidad. Como se observa en la figura 54, a esta velocidad se arrastran partículas de hasta 22 en tamaño estándar de tamiz.

Figura 54. Tamaño de partícula arrastrado por el nuevo sistema



Fuente: Modificado. MONTGOMERY, R., et. al. Coiled Tubing in Artificial Lift Operations. 2012. 7p.

La capacidad de arrastrar partículas pequeñas disminuirá la formación de incrustaciones de sólidos en la tubería, lo que a su vez disminuirá las fallas producidas por estas y la necesidad de trabajos de reacondicionamiento.

4.3.6.2 Conservación de la temperatura

La velocidad de flujo no solo afecta la cantidad de sólidos que puede arrastrar un fluido, o las pérdidas de presión por fricción, sino que también afecta la pérdida de temperatura que ocurre con este. Un fluido que se encuentra en el yacimiento, está por lo general a la misma temperatura que éste, y a medida que sube por la tubería de producción pierde esta temperatura gradualmente hasta llegar a superficie. La disminución de la temperatura es un factor importante a tratar cuando se habla de crudos con alto contenido de parafinas como los que se encuentran en el Campo Escuela Colorado.

La transferencia de temperatura de un cuerpo con otro o con el medio depende de varios factores como, la diferencia de temperatura entre ambos, el área de contacto y el tiempo. Como se calculó anteriormente, la velocidad de flujo en el CT es 5 veces mayor que en el tubing de 2 ⁷/₈ in, lo que implica que el tiempo que tarda el fluido en llegar desde el fondo hasta superficie se reduce en gran medida.

El tiempo que tarda en subir el fluido se calcula dividiendo el volumen interno de la tubería entre el caudal de producción por hora.

$$t = \frac{Vol}{Q} \quad (30)$$

Para ambos casos anteriormente mencionados se obtiene:

$$t_{tub} = \frac{30,56 \text{ BBL}}{34 \text{ BBL/día}} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} = 21,57 \text{ horas}$$

$$t_{CT} = \frac{5,96 \text{ BBL}}{34 \text{ BBL/día}} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} = 4,21 \text{ horas}$$

Con el sistema de bombeo convencional, el fluido tarda 21 horas y 34 minutos en llegar a superficie, mientras que con el CTRS tarda tan solo 4 horas y 12 minutos en recorrer la misma distancia.

El fluido en fondo se encuentra a una temperatura de 174°F y llega a cabeza con 100°F, lo que quiere decir que se pierden 74°F en el camino a superficie. Realizando un cálculo rápido se puede estimar cuánto se perderá con el nuevo sistema de producción:

$$\Delta T_{CT} = \frac{4,21 \text{ horas} * 74^{\circ}F}{21,57 \text{ horas}} = 14,44^{\circ}F$$

Según el cálculo anterior se perderán 14,44°F en la carrera de fondo a superficie, con lo que el fluido llegaría con una temperatura de 159,56°F a cabeza de pozo. Este valor es un estimado asumiendo que la pérdida de temperatura es constante a lo largo del trayecto. Para obtener un valor real de la temperatura del fluido en cabeza con el sistema CTRS es necesario aplicar modelos completos de transferencia de calor, teniendo en cuenta el cambio en el área de flujo, en el espesor de pared y la existencia de un tubo extra entre el fluido y el yacimiento.

Si este sistema logra minimizar en gran medida la pérdida de temperatura, se logrará la disminución de la depositación de las parafinas en la tubería de

producción, ya que estas son sensibles más que todo a este factor. Esta reducción también traería consigo la reducción de la necesidad de los problemas de flujo y mecánicos causados por la depositación, al igual que los trabajos de reacondicionamiento.

4.3.6.3 Planteamiento de escenarios

De acuerdo con lo anterior, se plantean los escenarios a tratar en el proyecto de implementación de la tecnología CTRS en el pozo COL 03.

- **Escenario 1: El proyecto no se realiza.**

El pozo COL -03, es reacondicionado mediante las operaciones habituales y continúa su producción normalmente con el sistema de bombeo mecánico convencional.

Para este escenario se asume un comportamiento igual al histórico del pozo luego de la realización de un trabajo anterior, incluyendo los caudales de producción y el tiempo hasta que sea necesario un nuevo trabajo de reacondicionamiento.

- **Escenario 2: Se realiza el proyecto con una reducción total de las necesidades de reacondicionamiento.**

En el pozo COL-03 se lleva a cabo el reacondicionamiento y se ejecuta el programa de instalación del CTRS, continuando su producción a través la tubería flexible.

En este escenario de producción se aprovechan todos los beneficios anteriormente mencionados que puede traer consigo la implementación de

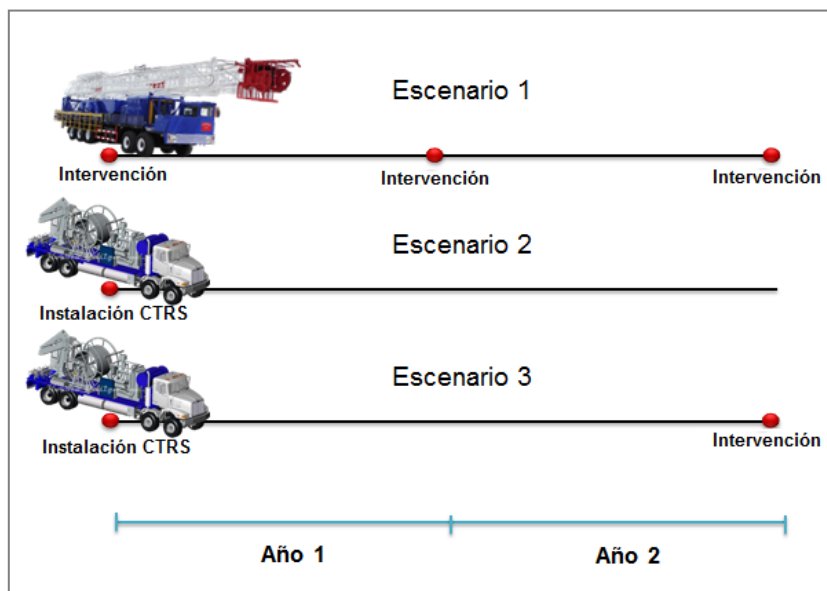
esta tecnología. Además, se asume que el sistema CTRS tendrá una eficiencia del 100% a la hora de evitar la formación de parafinas e incrustaciones en el pozo, lo que evitaría la necesidad de trabajos de reacondicionamiento mientras se utilice este sistema.

- **Escenario 3: Se realiza el proyecto con una reducción parcial de las necesidades de reacondicionamiento.**

Este escenario, al igual que el anterior, propone la reducción de los trabajos de reacondicionamiento producto de las ventajas que brinda la herramienta a la hora de producir fluidos del yacimiento. En este caso se asume que el cambio en el sistema de levantamiento reducirá la necesidad de los trabajos de reacondicionamiento en un 50%, lo que quiere decir que se realizarán solo la mitad de los trabajos que puedan ser necesitados en este tiempo.

A continuación, en la Figura 55 se ilustran los escenarios planteados:

Figura 55. Escenarios planteados



Fuente: Autores.

4.3.6.4 Declinación de la producción

La declinación hallada para el pozo Colorado 03 es válida para los tres escenarios analizados, ya que el sistema de levantamiento CTRS no conlleva a un incremento considerable de la producción si no a una reducción en los costos y la frecuencia de los trabajos de reacondicionamiento.

Tabla 27. Producción de aceite por mes - Pozo COL 03

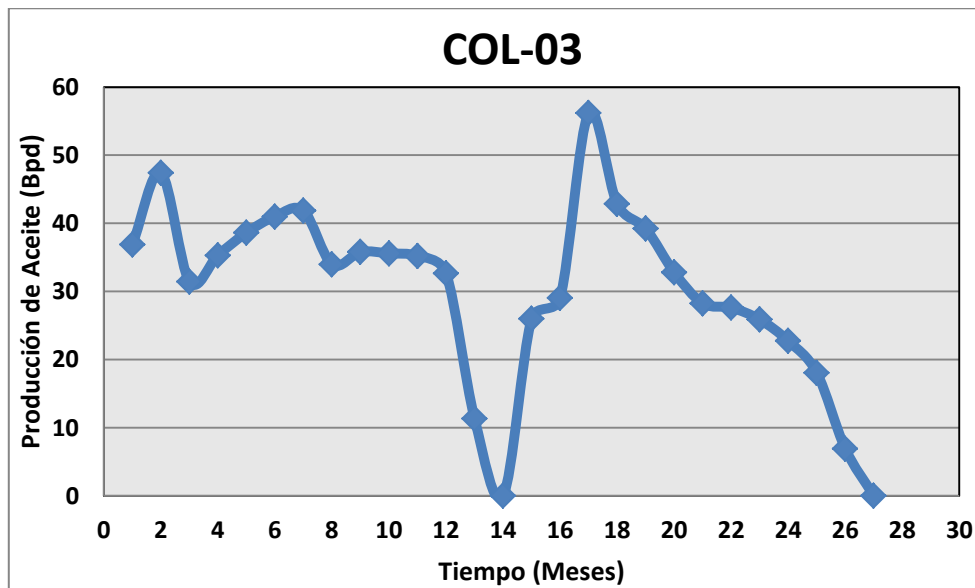
Producción de Aceite COL-03			
Año	Mes		Qo (Bpd)
2010	1	Octubre	36,9
2010	2	Noviembre	47,4
2010	3	Diciembre	31,5
2011	4	Enero	35,3
2011	5	Febrero	38,6
2011	6	Marzo	41,0
2011	7	Abril	41,9
2011	8	Mayo	34,0
2011	9	Junio	35,8
2011	10	Julio	35,6
2011	11	Agosto	35,2
2011	12	Septiembre	32,7
2011	13	Octubre	11,3
2011	14	Noviembre	0,0
2011	15	Diciembre	26,0
2012	16	Enero	29,0
2012	17	Febrero	56,2
2012	18	Marzo	42,9
2012	19	Abril	39,2
2012	20	Mayo	32,8
2012	21	Junio	28,3
2012	22	Julio	27,6
2012	23	Agosto	25,9
2012	24	Septiembre	22,7
2012	25	Octubre	18,1
2012	26	Noviembre	6,9
2012	27	Diciembre	0,0

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado. Departamento de producción. Enero de 2014.

El pozo COL-03 se mantuvo inactivo durante un largo tiempo, hasta que en el año 2010 fue reactivado y puesto en producción nuevamente, a continuación se presentan los datos del caudal de aceite por mes desde el momento en que se reactivó hasta que reportó producción por última vez.

A partir del análisis de estos datos se halla la declinación de la producción para el pozo, se sabe que el campo presenta una declinación de tipo exponencial.

Figura 56. Producción de Aceite del pozo COL 03



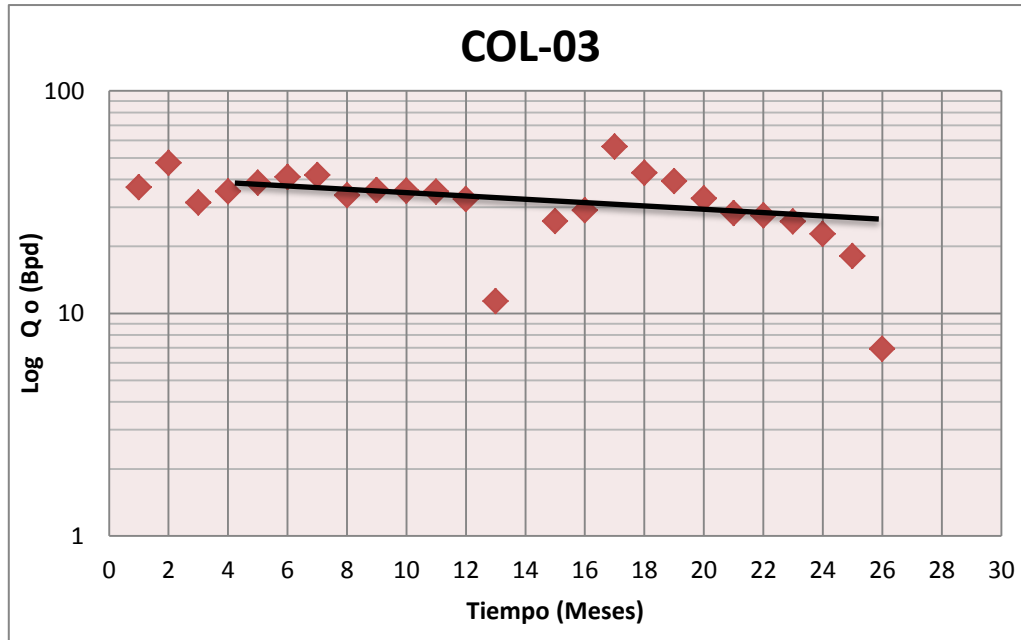
Fuente: Autores.

El método empleado para determinar el tipo de curva de declinación es el método gráfico, cuyo desarrollo parte de esta gráfica. Los pasos a seguir para hallar la ecuación que rige la tasa de disminución de la producción para el pozo Colorado 3 se muestran en seguida:

En la figura 57 se observa que la mayoría de puntos no exhiben un comportamiento o tendencia definida, esto puede deberse a que la

producción para ese tiempo se vio perturbada por la realización de trabajos de reacondicionamiento o por la precipitación de parafinas. Por lo tanto se toman únicamente los datos de producción que se alinean mostrando una tendencia.

Figura 57. Tendencia de la producción del pozo COL 03



Fuente: Autores.

Los datos seleccionados para la construcción de la curva de declinación corresponden a:

Tabla 28. Datos de producción estabilizados

Mes	Tiempo	Qo (Bpd)
0	Jul/2012	35,6
1	Ag/2012	35,2
2	Sep/2012	32,7
3	Jun/2013	28,3
4	Jul/2013	27,6
5	Ag/2013	25,9

Fuente: Autores.

Si el período de declinación comienza en el tiempo t_0 y si la producción estabilizada anterior a ese tiempo es q_0 , la ecuación de la curva de declinación para el pozo, se obtiene a partir de:

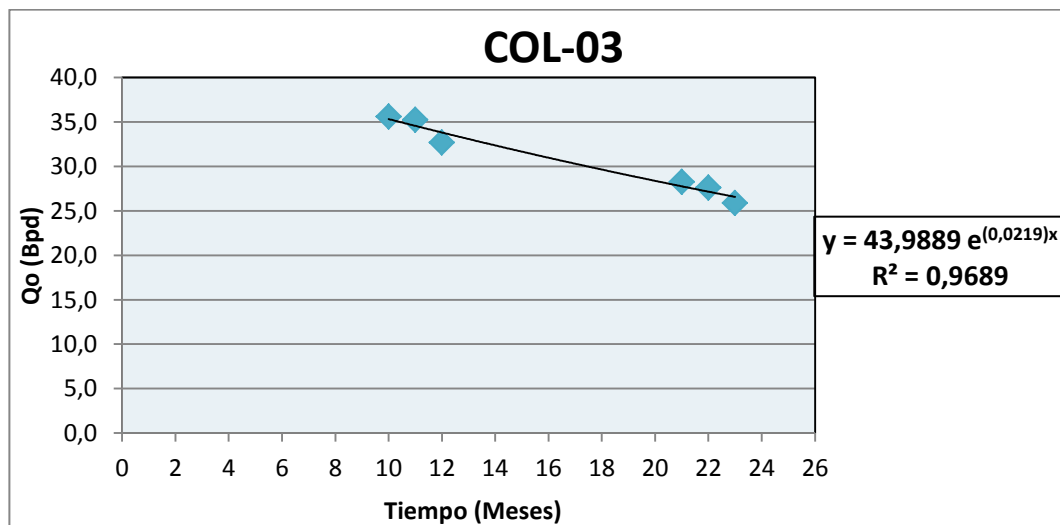
$$q = q_0 e^{-b(t-t_0)} \quad (22)$$

Suponiendo que el tiempo anterior a la producción t_0 es cero, se obtiene:

$$q = q_0 e^{-bt} \quad (23)$$

A partir de la siguiente gráfica es posible determinar la declinación de la producción para el pozo.

Figura 58. Declinación de la producción COL 03



Fuente: Autores

De modo que la ecuación para la declinación es la siguiente:

$$q = 35,6 e^{-0,0219t}$$

5. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero es un estudio que se realiza previamente a la ejecución de un proyecto de inversión, el cual es necesario para determinar su viabilidad económica mediante diversos criterios, establecidos por las ciencias económicas. Se espera que al invertir un capital, este dinero retorne en determinado periodo de tiempo y posteriormente, se generen las ganancias suficientes para justificar el desarrollo del proyecto.

El primer resultado a obtener cuando se realiza un estudio financiero es el monto de la inversión inicial para la ejecución del proyecto, posteriormente los costos de operación y los ingresos estimados para los periodos de evaluación. A partir de estos valores es posible establecer el flujo de caja, determinar la rentabilidad del proyecto y además calcular los indicadores financieros.

Los indicadores financieros son relaciones numéricas entre dos cantidades, las cuales vienen del balance general de cuentas, estos reflejan en forma numérica las utilidades que puede o no dejar un proyecto. En este caso se valoraran cuatro importantes criterios para analizar proyectos de inversión como lo son el VPN, la TIR, el periodo de repago simple o Payback simple y la relación beneficio costo; indicadores que presentan una interpretación descrita en la sección 5.3.

Para realizar el análisis financiero del proyecto, se realizará el mismo análisis para todos los escenarios propuestos en la sección anterior para un periodo de dos años, con el fin de determinar a partir de los resultados obtenidos, cuál es la opción más viable.

5.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial supone los diferentes desembolsos a realizar en el momento de ejecutar el proyecto, es decir para el año cero. Por ser inversiones de dinero, debe ir con signo negativo en el estado del flujo neto de efectivo. La inversión inicial está definida como la suma de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Estos costos deben ser capitalizables en perspectiva.

La inversión inicial se calcula totalizando todas las salidas y entradas que ocurran al momento que se está realizando el desembolso. Esta puede calcularse bajo varios escenarios, donde el desarrollo físico del proyecto no existe, y donde éste si existe, pero será modificado.

Para este proyecto en específico los gastos que se tendrán en cuenta para calcular la inversión inicial son: costo por los nuevos activos a adquirir, gastos de instalación del activo, pago por la prestación de servicios.

5.2 FLUJO DE CAJA

El flujo neto de efectivo es la diferencia entre los Ingresos netos y los egresos netos durante determinado tiempo, descontados a la fecha de aprobación de un proyecto de Inversión empleando el concepto de valor presente. Gráficamente se representa mediante una línea de tiempo en que se ubican los períodos, ya sean semanas, meses, trimestres, etc.; transversalmente se marcan líneas perpendiculares cuya longitud indica la cantidad de dinero proveniente de los ingresos y egresos, señalados en la parte superior e inferior respectivamente. Para realizar el cálculo de los flujos de efectivo, además de la inversión deben tenerse en cuenta los siguientes valores:

- **Ingresos (+)**

Los ingresos del proyecto provienen directamente de la venta del crudo producido, por lo tanto están determinados por la producción del pozo y el precio de venta directo del petróleo. El descenso en la tasa de producción se determinó a partir de la curva de declinación del pozo colorado 03, mientras que el precio del crudo en cabeza se obtuvo de un trabajo previo, realizado al Campo Colorado.

- **Regalías (-)**

La constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como una contraprestación económica de propiedad del estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable. Por lo tanto las compañías deben entregar al estado entre 8% y 25% del valor de la producción de crudo reportado en cabeza de pozo.

- **Impuesto de renta (-)**

Este es un impuesto que debe pagar todo contribuyente sobre las utilidades o rentas que logren durante un año determinado, el año gravable sobre el que se paga es el año anterior. Este impuesto tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de entidades financieras autorizadas; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad generada por el desarrollo de actividades durante un año. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación, mantenimiento y la depreciación.⁶¹

⁶¹ BERNAL, Fabio. MENDOZA, Néstor. Viabilidad técnica y financiera de la implementación del Sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2012. 101-107 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

- **Lifting Cost (-)**

Son los costos de operación para producir un barril de petróleo. Comprende valores como transporte, mano de obra, supervisión, suministros, operación, reparaciones y demás gastos imprevistos.

5.3 INDICADORES FINANCIEROS

5.3.1 Valor presente neto

El VPN obtenido descontando a una tasa de retorno requerida para la inversión y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos de valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontando y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión. Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor de la firma tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que el proyecto reducirá una riqueza del valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, el proyecto no traerá beneficios o pérdidas.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} \quad (24)$$

V_t = Flujo de caja en cada periodo de tiempo t.

I_0 = Inversión inicial.

n = Número de periodos considerados.

i = Tasa de oportunidad.

5.3.2 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa efectiva anual de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo de una inversión igual a cero. Es decir, es la tasa de interés con la cual el VPN es igual a cero.

Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, cuanto mayor es el TIR mayor es la rentabilidad y será más deseable llevar a cabo el proyecto. Suponiendo que todos los demás factores iguales entre los diferentes proyectos, el proyecto de mayor TIR probablemente sería considerado el primer y mejor realizado.

Cuando se utiliza para tomar la decisión de aceptar o rechazar un proyecto, para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de oportunidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto supera la tasa de corte, se acepta la inversión, en caso contrario el proyecto será rechazado. La TIR se obtiene de la siguiente ecuación, mediante iteración.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (25)$$

V_t = Flujo de caja en cada periodo de tiempo t.

I_0 = Inversión inicial.

n = Número de periodos considerados.

5.3.3 Tiempo de repago simple o Payback

Es el periodo de tiempo de recuperación financiera, es una idea aproximada del tiempo que será requerido para recuperar la inversión realizada al desarrollar el proyecto. El payback es un criterio estático de valoración que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma se tiene idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido. La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de los flujos de caja, hasta que ésta iguale a la inversión inicial.

$$PB = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo acumulado}} \quad (26)$$

5.3.4 Relación Beneficio Costo

La relación B/C toma los ingresos y egresos presentes netos del flujo de efectivo, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se ofrece en el proyecto. Al mencionar los egresos presentes netos se hace referencia a aquellas partidas que efectivamente generarán salidas de efectivo durante los diferentes periodos. Este indicador se calcula tomando como tasa de descuento la tasa social en vez de la tasa interna de oportunidad para llevar a valor presente los ingresos y los egresos netos de efectivo y finalmente se establece la relación entre el VPN de los Ingresos y el VPN de los egresos.

$$R B/C = \frac{VPN \text{ de Ingresos}}{VPN \text{ Egresos}} \quad (27)$$

Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En otras palabras, los beneficios o ingresos son mayores a los egresos y, en consecuencia, el proyecto generará ganancias.

5.4 EVALUACIÓN DEL PROYECTO PILOTO

El período de análisis del proyecto u horizonte de evaluación corresponde a 2 años. En este caso, el periodo evaluado no corresponde con la vida útil del proyecto, pues como se determinó anteriormente, la vida útil de la sarta CT es mucho mayor. Sin embargo, dos años es un valor realista sobre el tiempo en que se presentan los escenarios de producción planteados.

En la tabla 29 se muestran los datos empleados en el desarrollo del análisis financiero de los escenarios propuestos. Estos valores indican las ganancias y los costos de producir un barril de aceite en el Campo Escuela Colorado. Las ganancias están dadas por el precio neto del crudo, y los egresos encierran los impuestos del estado, las regalías, el costo de producción y un factor de seguridad dado por Ecopetrol.

Tabla 29. Opex para Campo Escuela Colorado

SERVICIO	UNIDAD	VALOR
Precio Neto del Crudo CEC	USD/Bbl	105,15
Impuesto de Renta	%	2,83
Regalías	%	20
Lifting Cost	USD/Bbl	30
Costo de Transporte	USD/Bbl	2
Costo de Tratamiento	USD/Bbl	0,6
Factor de Ecopetrol	%	5,54

Fuente: ARCHILA, Jorge. ROMERO, Nury. Estudio técnico-financiero para la viabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en Campo Escuela Colorado. Marzo de 2013.

- **Escenario 1**

Para la inversión inicial en el escenario 1, se considera un trabajo de reactivación normal del pozo en el que se requieren los equipos habituales de intervención, los costos de este trabajo se encuentran en la tabla 30. Para este escenario se suponen dos trabajos de reacondicionamiento, cada uno realizado al final de cada año de producción.

Tabla 30. Inversión para trabajo de reacondicionamiento

Reacondicionamiento				
Item	Descripción	Valor unitario	Cantidad	Valor total
Movilización	-	\$ 1.300,00	1	\$ 1.300,00
Equipo	Torre de workover	\$ 20.000,00	1	\$ 20.000,00
	Camión calentador de aceite	\$ 2.500,00	1	\$ 2.500,00
Transporte de crudo	Camión vacío	\$ 2.000,00	1	\$ 2.000,00
Elementos	Bomba RHBC 2x1 1/4x8x10	\$ 3.000,00	1	\$ 3.000,00
	Tuberías	\$ 75,00	3	\$ 225,00
	Varillas	\$ 50,00	10	\$ 500,00
Total				\$ 28.225,00

Fuente: Autores.

Los meses en los que se realizaron trabajos de reacondicionamiento aparecen resaltados, y el valor de cada trabajo se adiciona como un egreso extra en ese tiempo. Dicho egreso tiene que ver con el índice de trabajos por año, determinado al analizar el historial del pozo Col 03 como una intervención por año, costando lo mismo que el trabajo inicial de reacondicionamiento. Por lo tanto, para el escenario 1 se presentan tres desembolsos durante los dos años evaluados.

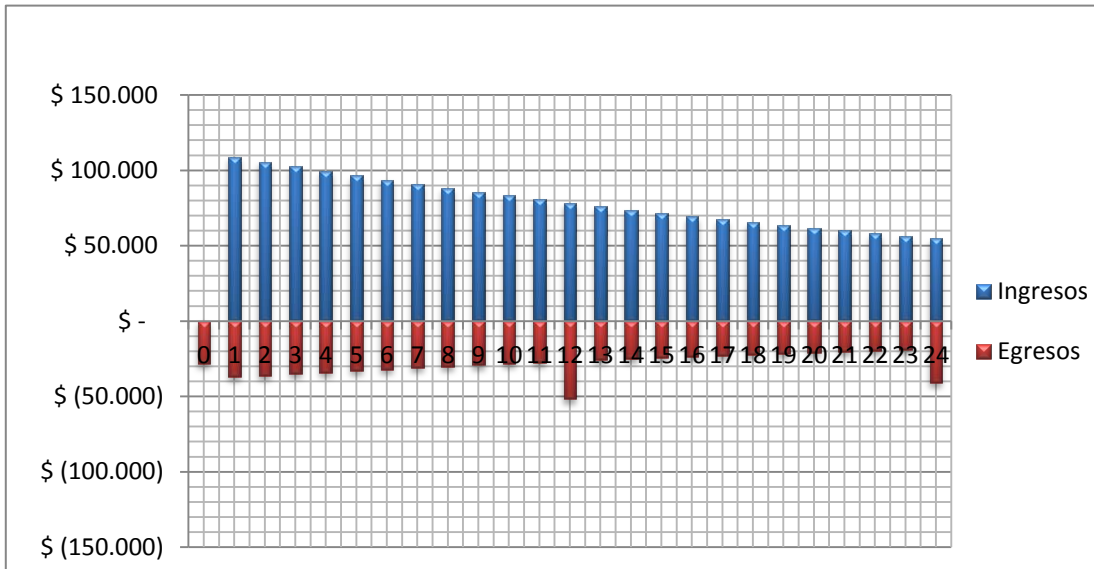
En la tabla 31 se observa el comportamiento económico del proyecto evaluado a dos años.

Tabla 31. Análisis económico del Escenario 1

MES	Qo (BPD)	Ingresos	Egresos	RENTABILIDAD MENSUAL	RENTABILIDAD ACUMULADA
0		\$ -	\$ 28.225	\$ (28.225)	\$ (28.225)
1	34,37	\$ 109.888	\$ 37.657	\$ 72.232	\$ 44.007
2	33,69	\$ 107.712	\$ 36.911	\$ 70.801	\$ 114.808
3	33,02	\$ 105.580	\$ 36.180	\$ 69.399	\$ 184.207
4	32,36	\$ 103.489	\$ 35.464	\$ 68.025	\$ 252.233
5	31,72	\$ 101.440	\$ 34.762	\$ 66.678	\$ 318.911
6	31,10	\$ 99.431	\$ 34.073	\$ 65.358	\$ 384.269
7	30,48	\$ 97.462	\$ 33.399	\$ 64.064	\$ 448.332
8	29,88	\$ 95.532	\$ 32.737	\$ 62.795	\$ 511.128
9	29,28	\$ 93.641	\$ 32.089	\$ 61.552	\$ 572.679
10	28,70	\$ 91.786	\$ 31.454	\$ 60.333	\$ 633.012
11	28,14	\$ 89.969	\$ 30.831	\$ 59.138	\$ 692.151
12	27,58	\$ 88.187	\$ 58.445	\$ 29.742	\$ 721.893
13	27,03	\$ 86.441	\$ 29.622	\$ 56.819	\$ 778.712
14	26,50	\$ 84.730	\$ 29.035	\$ 55.694	\$ 834.407
15	25,97	\$ 83.052	\$ 28.460	\$ 54.592	\$ 888.998
16	25,46	\$ 81.407	\$ 27.897	\$ 53.511	\$ 942.509
17	24,95	\$ 79.795	\$ 27.344	\$ 52.451	\$ 994.960
18	24,46	\$ 78.215	\$ 26.803	\$ 51.412	\$ 1.046.372
19	23,98	\$ 76.667	\$ 26.272	\$ 50.394	\$ 1.096.766
20	23,50	\$ 75.148	\$ 25.752	\$ 49.396	\$ 1.146.163
21	23,04	\$ 73.660	\$ 25.242	\$ 48.418	\$ 1.194.581
22	22,58	\$ 72.202	\$ 24.742	\$ 47.460	\$ 1.242.041
23	22,13	\$ 70.772	\$ 24.252	\$ 46.520	\$ 1.288.560
24	21,69	\$ 69.371	\$ 51.997	\$ 17.374	\$ 1.305.934
TOTAL	661,61	\$ 2.115.579	\$ 809.645	\$ 1.305.934	\$ 1.305.934

Fuente: Autores.

Figura 59. Flujo de caja para el Escenario 1



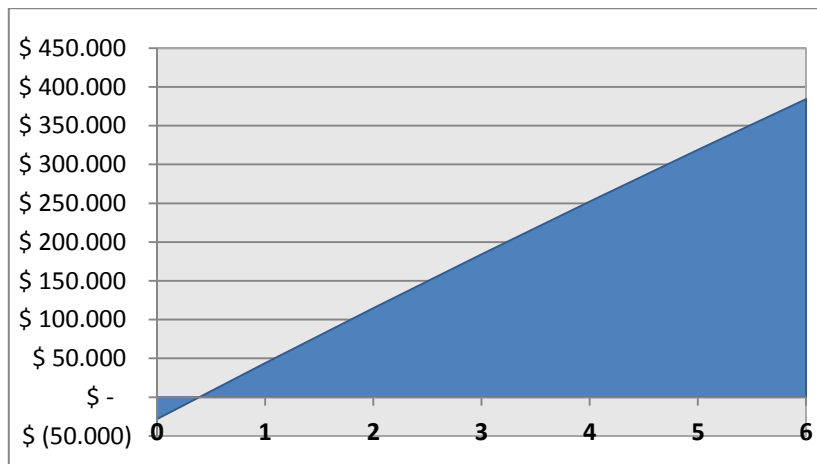
Fuente: Autores

Tabla 32. Indicadores financieros para el Escenario 1

VPN	\$ 1.163.000
TIR	88%
RBC	2,6

Fuente: Autores.

Figura 60. Payback para el Escenario 1



Fuente: Autores

5.4.1 Escenario 2

Para el escenario 2 se considera la instalación del sistema con CT. En este escenario es necesario considerar el valor del trabajo previo a la instalación, que consta de la recuperación de las varillas y la limpieza del tubing en el pozo, luego se considera la instalación del equipo CTRS en el pozo.

Cabe destacar que en la industria existen varios proveedores de herramientas y del servicio con CT, y el precio puede variar de una compañía a otra, por lo que los costos de la realización del trabajo son estimados y fueron proporcionados por una Empresa A.

Tabla 33. Inversión para la instalación del CTRS

Trabajo previo				
Item	Descripción	Valor unitario	Cantidad	Valor total
Movilización	-	\$ 1.300,00	1	\$ 1.300,00
Equipo	Torre de workover	\$ 10.000,00	1	\$ 10.000,00
	Camión calentador de aceite	\$ 2.500,00	1	\$ 2.500,00
Transporte de crudo	Camión vacío	\$ 2.000,00	1	\$ 2.000,00
Subtotal				\$ 15.800,00
Instalación del nuevo sistema				
Movilización	-	\$ 1.300,00	1	\$ 1.300,00
Equipo	Unidad Coiled Tubing	\$ 40.000,00	1	\$ 40.000,00
Elementos	Bomba RHBC 2x1 1/4x8x10	\$ 3.000,00	1	\$ 3.000,00
	Coiled Tubing 1 1/4", CT-90 6.000'	\$ 157.500,00	1	\$ 157.500,00
	Conector externo de agujeros	\$ 300,00	2	\$ 600,00
	Manguera de alta presión 17'	\$ 50,00	1	\$ 50,00
Subtotal				\$ 202.450,00
Total				\$ 218.250,00

Fuente: Autores.

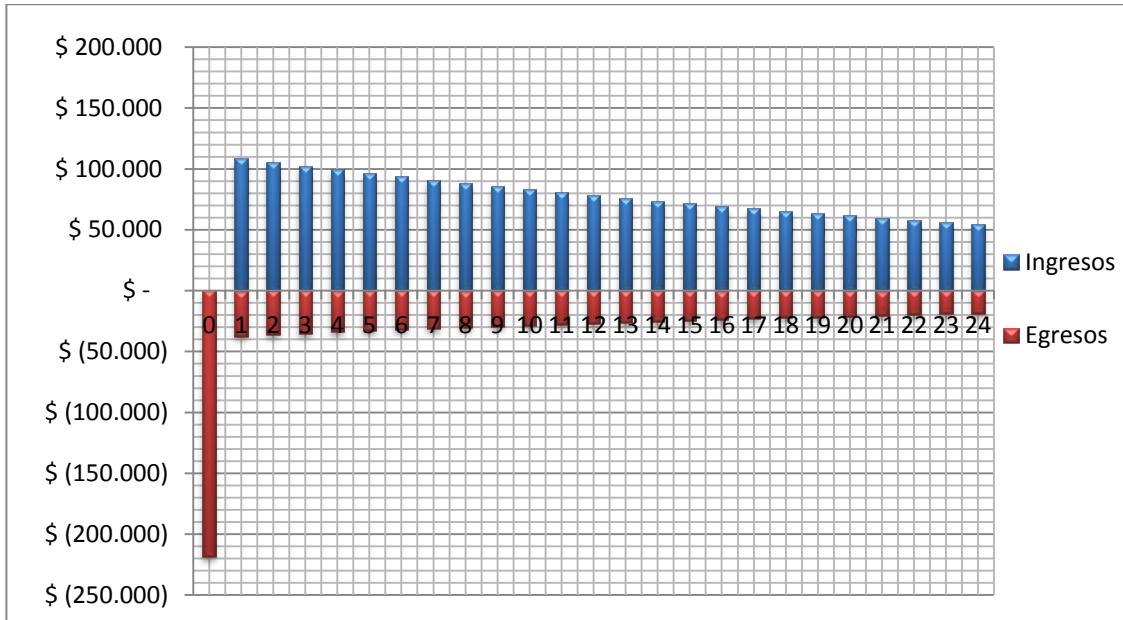
En la siguiente tabla se muestra el flujo de efectivo para el escenario 2, en este caso se realiza un desembolso inicial que corresponde a la instalación del CTRS.

Tabla 34. Análisis económico del Escenario 2

MES	Qo (BPD)	Ingresos	Egresos	RENTABILIDAD MENSUAL	RENTABILIDAD ACUMULADA
0	0	\$ -	\$ 218.250	\$ (218.250)	\$ (218.250)
1	34,37	\$ 109.888	\$ 37.657	\$ 72.232	\$ (146.018)
2	33,69	\$ 107.712	\$ 36.911	\$ 70.801	\$ (75.217)
3	33,02	\$ 105.580	\$ 36.180	\$ 69.399	\$ (5.818)
4	32,36	\$ 103.489	\$ 35.464	\$ 68.025	\$ 62.208
5	31,72	\$ 101.440	\$ 34.762	\$ 66.678	\$ 128.886
6	31,10	\$ 99.431	\$ 34.073	\$ 65.358	\$ 194.244
7	30,48	\$ 97.462	\$ 33.399	\$ 64.064	\$ 258.307
8	29,88	\$ 95.532	\$ 32.737	\$ 62.795	\$ 321.103
9	29,28	\$ 93.641	\$ 32.089	\$ 61.552	\$ 382.654
10	28,70	\$ 91.786	\$ 31.454	\$ 60.333	\$ 442.987
11	28,14	\$ 89.969	\$ 30.831	\$ 59.138	\$ 502.126
12	27,58	\$ 88.187	\$ 30.220	\$ 57.967	\$ 560.093
13	27,03	\$ 86.441	\$ 29.622	\$ 56.819	\$ 616.912
14	26,50	\$ 84.730	\$ 29.035	\$ 55.694	\$ 672.607
15	25,97	\$ 83.052	\$ 28.460	\$ 54.592	\$ 727.198
16	25,46	\$ 81.407	\$ 27.897	\$ 53.511	\$ 780.709
17	24,95	\$ 79.795	\$ 27.344	\$ 52.451	\$ 833.160
18	24,46	\$ 78.215	\$ 26.803	\$ 51.412	\$ 884.572
19	23,98	\$ 76.667	\$ 26.272	\$ 50.394	\$ 934.966
20	23,50	\$ 75.148	\$ 25.752	\$ 49.396	\$ 984.363
21	23,04	\$ 73.660	\$ 25.242	\$ 48.418	\$ 1.032.781
22	22,58	\$ 72.202	\$ 24.742	\$ 47.460	\$ 1.080.241
23	22,13	\$ 70.772	\$ 24.252	\$ 46.520	\$ 1.126.760
24	21,69	\$ 69.371	\$ 23.772	\$ 45.599	\$ 1.172.359
TOTAL	-	\$ 2.115.579	\$ 943.220	\$ 1.172.359	\$ 1.172.359

Fuente: Autores.

Figura 61. Flujo de caja para el Escenario 2



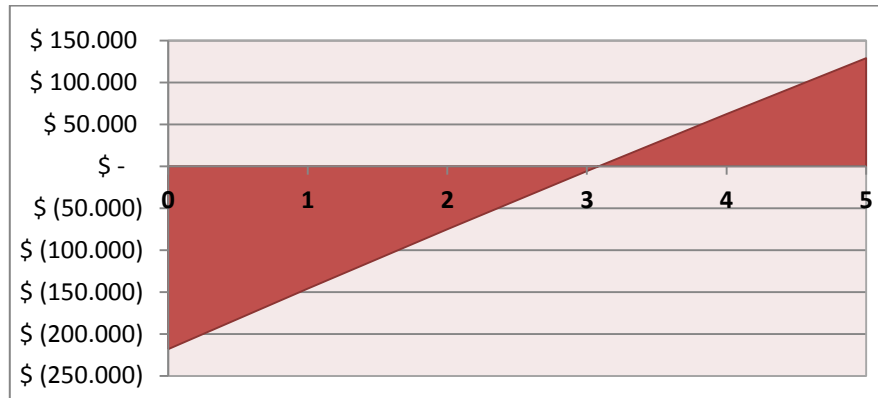
Fuente: Autores.

Tabla 35. Indicadores económicos del Escenario 2

VPN	\$ 1.023.400
TIR	14%
RBC	2,18

Fuente: Autores.

Figura 62. Payback para el Escenario 2



Fuente: Autores

5.4.2 Escenario 3

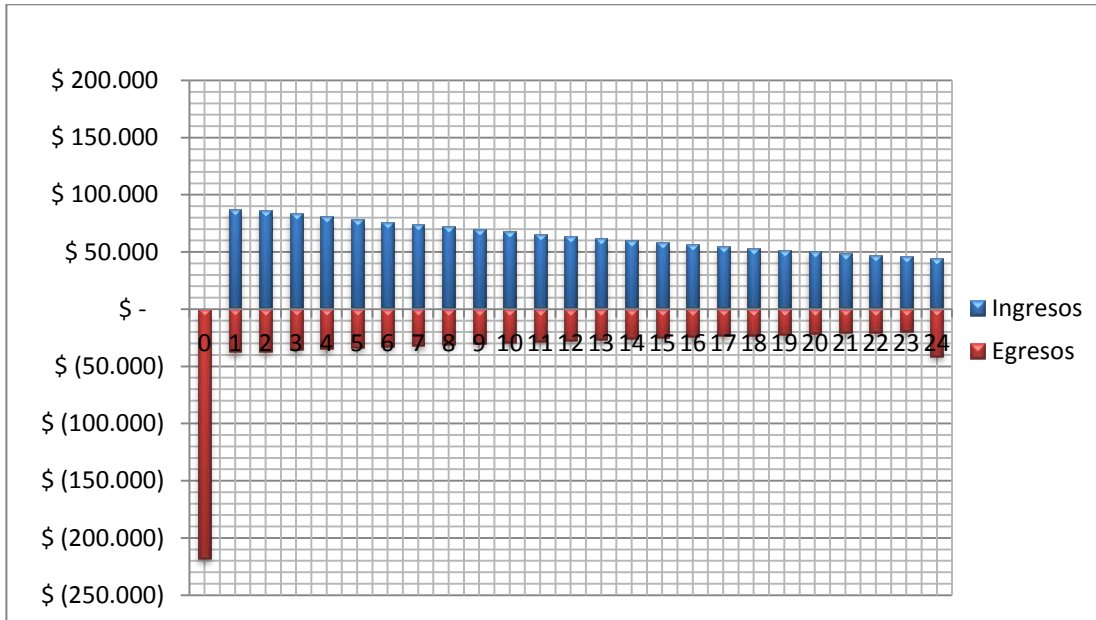
Para el escenario 3, también se considera la instalación del CTRS, por lo tanto la inversión inicial incluye los costos relacionados con la inversión en la tabla 36. El siguiente es el resultado del análisis económico del escenario:

Tabla 36. Análisis económico para el Escenario 3

MES	Qo (BPD)	Ingresos	Egresos	RENTABILIDAD MENSUAL	RENTABILIDAD ACUMULADA
0	0	\$ -	\$ 218.250	\$ (218.250)	\$ (218.250)
1	34,37	\$ 88.203	\$ 37.650	\$ 50.553	\$ (167.697)
2	34,20	\$ 87.788	\$ 37.473	\$ 50.316	\$ (117.381)
3	33,53	\$ 86.050	\$ 36.731	\$ 49.319	\$ (68.062)
4	32,86	\$ 84.346	\$ 36.003	\$ 48.343	\$ (19.719)
5	32,21	\$ 82.676	\$ 35.291	\$ 47.385	\$ 27.666
6	31,57	\$ 81.039	\$ 34.592	\$ 46.447	\$ 74.113
7	30,95	\$ 79.434	\$ 33.907	\$ 45.527	\$ 119.641
8	30,34	\$ 77.861	\$ 33.235	\$ 44.626	\$ 164.267
9	29,74	\$ 76.320	\$ 32.577	\$ 43.742	\$ 208.009
10	29,15	\$ 74.808	\$ 31.932	\$ 42.876	\$ 250.885
11	28,57	\$ 73.327	\$ 31.300	\$ 42.027	\$ 292.912
12	28,00	\$ 71.875	\$ 30.680	\$ 41.195	\$ 334.107
13	27,45	\$ 70.452	\$ 30.073	\$ 40.379	\$ 374.486
14	26,91	\$ 69.057	\$ 29.477	\$ 39.580	\$ 414.066
15	26,37	\$ 67.689	\$ 28.893	\$ 38.796	\$ 452.862
16	25,85	\$ 66.349	\$ 28.321	\$ 38.028	\$ 490.890
17	25,34	\$ 65.035	\$ 27.761	\$ 37.275	\$ 528.164
18	24,84	\$ 63.747	\$ 27.211	\$ 36.537	\$ 564.701
19	24,35	\$ 62.485	\$ 26.672	\$ 35.813	\$ 600.514
20	23,86	\$ 61.248	\$ 26.144	\$ 35.104	\$ 635.618
21	23,39	\$ 60.035	\$ 25.626	\$ 34.409	\$ 670.027
22	22,93	\$ 58.846	\$ 25.119	\$ 33.728	\$ 703.754
23	22,47	\$ 57.681	\$ 24.621	\$ 33.060	\$ 736.814
24	22,03	\$ 56.539	\$ 52.359	\$ 4.180	\$ 740.994
TOTAL	-	\$ 1.722.893	\$ 981.898	\$ 740.994	\$ 740.994

Fuente: Autores.

Figura 63. Flujo de caja para el Escenario 3



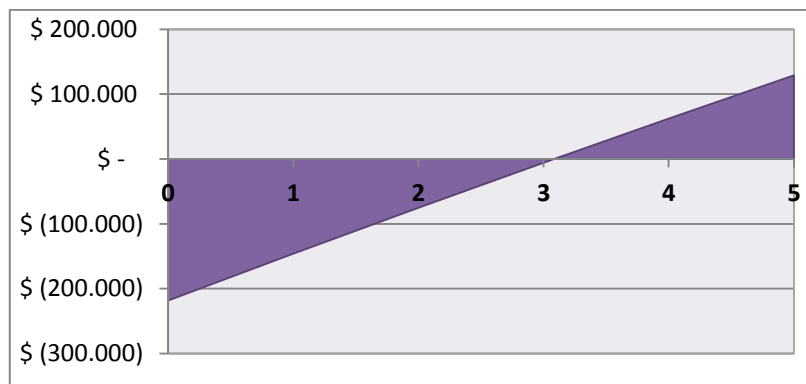
Fuente: Autores.

Tabla 37. Indicadores económicos para el escenario 3

VPN	\$ 638.200
TIR	10%
RBC	1,71

Fuente: Autores.

Figura 64. Payback para el Escenario 3



Fuente: Autores.

5.4.3 Análisis de resultados

Tabla 38. Comparación de indicadores financieros

INDICADOR	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
VPN	\$ 1.163.000	\$ 1.023.400	\$ 638.200
TIR	88%	14%	10%
RBC	2,6	2,1	1,7
PB	0,6 meses	3,1 meses	3,1 meses

Fuente: Autores.

Del anterior análisis financiero se observa que todos los escenarios reflejan ganancias, esto era de esperarse dado que el pozo COL 03 se encuentra parado actualmente. Según los resultados, la alternativa más viable es el escenario 1, es decir no ejecutar el proyecto y realizar un trabajo de reacondicionamiento cada año.

A manera de observación, se presume que el tiempo de instalación del sistema CTRS es mucho menos que el de un trabajo de reacondicionamiento, pudiendo tomarse tan solo medio día en extraer y correr la tubería de producción. Esto brinda la posibilidad de realizar más de un trabajo por día al mismo costo de renta, lo que puede generar un ahorro si se utiliza el sistema en varios pozos al mismo tiempo. Sin embargo en los términos planteados en el análisis económico anterior, el alto costo en la inversión inicial junto a los costos de mantenimiento debidos a la renta de los equipos es muy alto, lo que afecta de manera negativa la economía del proyecto y no lo hace más rentable que las condiciones planteadas en el escenario 1.

CONCLUSIONES

- La combinación de una sarta de velocidad junto con una de producción puede ser una solución viable para rescatar pozos que se encuentran cerca de su límite económico debido a problemas mecánicos frecuentes. Esta tecnología ha demostrado ser eficiente en la producción de pozos con fallas en el completamiento y representa un mecanismo rápido para los trabajos de reacondicionamiento.
- Una sarta de CT de un diámetro y un espesor de pared adecuado puede cumplir sin complicaciones las necesidades de un sistema de producción por bombeo mecánico, ya que ésta posee un peso parecido al de las varillas de succión y una resistencia equiparable o superior. Al ser una tubería hueca posee un momento de inercia mayor, lo que la hace mucho más resistente al pandeo y a las fuerzas compresivas.
- El sistema de CT como sarta de varillas posee una mayor eficiencia en cuanto al arrastre de sólidos y la conservación de temperatura, factores que tienen la posibilidad de mitigar la precipitación de parafinas en los pozos del CEC.
- La viabilidad financiera de ejecutar el proyecto en cualquiera de los tres escenarios es positiva, sin embargo el escenario 1 es la alternativa que muestra la mayor rentabilidad, es decir, continuar la producción del pozo realizando intervenciones anuales para mantener el pozo en estado de producción genera una ganancia más alta que invertir en un sistema de levantamiento que implemente CT.

- La economía del proyecto con CTRS se ve bastante afectada por los altos costos de inversión inicial, debido al alquiler de los equipos de trabajo, y a la adquisición de la nueva sarta de CT, lo cual hace que a mediano plazo, el piloto no produzca una gran rentabilidad. Sin embargo, es una posibilidad que a largo plazo los beneficios técnicos superen las barreras económicas y generen las utilidades requeridas para considerar su aplicación.

- El Coiled Tubing, si bien ha demostrado ser una herramienta versátil en diversos sectores de la industria petrolera, aún es considerada una tecnología nueva en el área de levantamiento artificial y sus aplicaciones deben ser estudiadas más a fondo, ya que aunque esta se ha probado con éxito en varios campos, su desempeño es todavía un caso de estudio.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio acerca de un posible trabajo con inhibidores de parafinas que pueda ajustarse al nuevo sistema de levantamiento con el fin de mantener la estabilidad mecánica y la producción continua del pozo. Esto teniendo en cuenta que el CT brinda un nuevo espacio anular disponible para el bombeo de fluidos de tratamiento.
- Considerar un modelo más exacto para analizar la pérdida de la temperatura del fluido producido debido al aumento de la velocidad de ascenso al ser producido por un conducto de menor diámetro, y estudiar la manera en la que afecta la temperatura del fluido a la formación de la parafina con estas nuevas condiciones.
- El costo estimado de un trabajo utilizando CT pese a ser más costoso que un trabajo convencional, tarda menos de la mitad del tiempo en ejecutarse. Por lo tanto su aplicación en varios pozos puede traer oportunidades económicas por lo que se recomienda estudiar esta tecnología para efectuar trabajos de estimulación o inyección de fluidos en los pozos del Campo Escuela Colorado.
- Estudiar las aplicaciones de los sistemas de Coiled Tubing como complemento del sistema electro sumergible y de gas lift en campos colombianos. Señalando las oportunidades y facilidades que podría brindar la herramienta para estos casos.

BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended practice for Coiled Tubing operations in oil and gas well services. Washington, 1996 (R: 2007). API RP 5C7.
2. AFGHOUL, A., AMARAVADI S., BOUMALI, A., NEVES, J., et al. Coiled Tubing: The Next Generation. En: Oilfield Review: Spring 2004. Texas, USA.
3. BAKAR, H., et. al. Coiled Tubing Deployed Electrical Submersible Pump (CT-ESP). Application at Offshore Operation. Kuala Lumpur, Malaysia. Marzo del 2014. OTC-24752-MS.
4. BIGIO, D., et. al. Coiled Tubing Takes Center Stage. Oilfield Review 6, no. 4 (1994).
5. CAMPO ESCUELA COLORADO UIS - ECOPETROL S.A., [En línea]. Versión octubre de 2007. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Disponible en: <http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/campoEscuela.pdf>
6. DALLOS, H., MENDOZA, N. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, Santander, 2013. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

7. FALK, K., et al. Artificial Lift Solutions Using Coiled Tubing. SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition. Texas, USA. 9-10 Abril del 2002. SPE 74832.
8. FLORES, A., et. Al. New Artificial Lift System Using Coiled Tubing and Reciprocating Downhole Pumps for Heavy and Viscous Oil. Ciudad de México, México, abril 2012. SPE 153360.
9. GARCÍA, E. Proyecto de Identificación: Tuberías Flexibles. Tabasco. Noviembre, 2013.
10. HEAD, P. Wireline or coiled tubing deployed electric submersible pump. Fecha de solicitud: 18 Enero, 2008. USA, patente: US 7753129 B2. 13 Jul 2010.
11. INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, ICoTA. An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits. Longview, Texas. 2005.
12. KECK, R., et al. The First Coiled Tubing Deployed ESP in the Gulf of Mexico. SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, Houston, Texas. Marzo de 2004. SPE-89300-MS.
13. LEA, J., et al. What is new in artificial lift? En: <http://www.worldoil.com/May-2013.Whats-new-in-artificial-lift.html> (2012).
14. LENIEK, B., LANNOM, R. Options for Coiled Tubing Lift. Upstream Pumping Solutions Magazine. Summer 2012.

15. LENIEK, H., YANG, Y. Coiled Tubing Replaces Sucker Rods in Beam Pump Test. Texas, USA, Noviembre de 1999.
16. LIDISKY, D., RUSSELL, K. Coiled Tubing Deployed Electric Submersible Pumping System. Paper presented at the SPE Electric Submersible Pump Workshop held in Houston, Texas. Abril 28, 1993.
17. MONTGOMERY, R., et. al. Coiled Tubing in Artificial Lift Operations. ZEITECS 2012. Disponible en: <http://zeitecs.com/ztpengine/wp-content/uploads/2012/05/CTLIFT-SWPSC-.pdf>.
18. MOORE, B., et al. Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. Offshore Technology Conference. Texas, USA. Mayo de 1993. OTC 7321.
19. PAREKH, R. y DESAI, K. Coiled Tubing as A Sucker Rod As Well as Production String in Dual Zone Completion. Manama, Bahrain, 10-13 Marzo de 2013. SPE 164316.
20. PARRA, L. Categorización de los residuos peligrosos generados en el Campo Escuela Colorado aplicando la resolución 1362 de 2007. Bucaramanga, Santander, 2013. Trabajo de grado (Ingeniera de petróleos). Universidad Industrial de Santander.
21. PEREZ, G., KELKAR, B. A new Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE Production Engineering. Febrero de 1991. SPE-18248-PA.
22. PINEDA, R., TAGGART, M., SMITH, S., ABABOU, M., SPE, Baker Hughes Inc. A Chronological Review of Concentric Coiled Tubing Vacuum

Technology: Past, Present and Future. Texas, USA. 26-27 de Marzo, 2013.

23. SAN ANTONIO INTERNACIONAL. Aplicaciones: Coiled Tubing [Diapositivas]. 2011. Disponible en: <http://www.oilproduction.net/files/coiledtubing-sanantonio.pdf>

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

25. SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. Marzo de 1995. Paper SPE 29312.

26. TAN, T; et al. Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions. SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable. Texas, U. S. A. Abril 1997. SPE 38404.

27. TAKACS, G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operation and maintenance. Massachusetts, USA. Gulf Professional Publishing, 2009.

28. TISCHLER, A., WOODARD, T. Coiled Tubing Gas Lift Reclaims 2000 BOPD of Lost Crude. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas, U.S.A., Octubre 2005. SPE 95682.

29. TOVAR D., JUAN J., et al. Recent Advances in Coiled Tubing Deployed ESP's. Paper presented at Electrical Submersible Pump Workshop. Houston, TX. USA.

30. VICERRECTORIA DE INVESTIGACIÓN Y EXTENSIÓN – UIS, [En línea]. Octubre de 2007. Licitación pública 014: Restablecimiento de la producción de pozos Col-70 y Col-37 del Campo Escuela Colorado de la Universidad Industrial de Santander. Disponible en: https://www.uis.edu.co/procesos_contratacion/contrataciones/licitaciones/licitaciones_2007/licitacion_014/definitivos/V2_lic_014_pozo_def.pdf
31. WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled Tubing Gas-Lift Completion System. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas, USA. Octubre 1993. SPE 23538.
32. WEATHERFORD INTERNATIONAL LTDA. Surface Rod Pumps, Parts and Accessories. Texas, USA 2008-2012.
33. WEATHERFORD INTERNATIONAL LTDA. Thru-Tubing Intervention. External Dimple Connector. Texas, USA, 2006.
34. WELL CONTROL SCHOOL. Capítulo 15: Tubería flexible. Luisiana: WCS, 2003.
35. WRIGHT TR JR Y SAS-JAWORSKY II A. World Oil's Coiled Tubing Handbook. Texas: Gulf Publishing Co, 1998.

ANEXOS

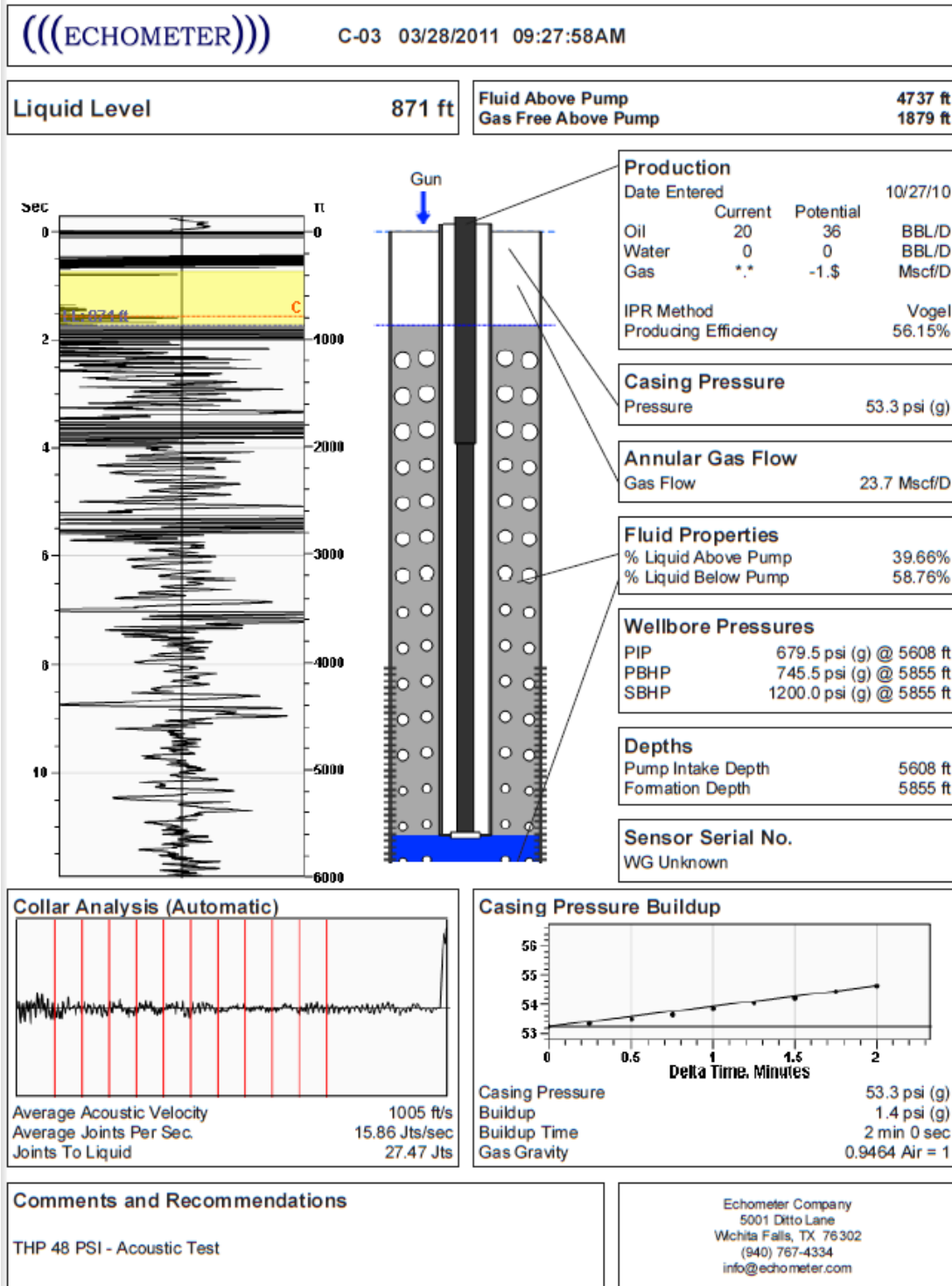
ANEXO A. Historial de trabajos realizados al pozo COL 03.

FECHA	TIPO DE TRABAJO
13/02/1958	Se le quito el bean de 1/4 que tenía en la línea de disparo con el fin de que se limpie la línea.
19/02/1958	Se cambió a un bean de 1/2 en la línea de flujo.
03/10/1961	Se limpió parafina hasta 1300 pies y se bajó hasta +- 3000 pies.
19/05/1962	Se empezaron a instalar equipos para inicio de limpieza de parafinas.
24/05/1962	Se instaló equipo y se limpió la parafina, se bajó con raspadores de 2 in hasta 900 pies. La parafina estaba muy dura y no se pudo bajar más de 900 pies.
25/05/1962	Se continuo limpiando parafina hasta 3020 pies, parafina dura hasta +-1500 pies. De los 1500 pies en adelante bastante blanda. Se asentó empaque lane well a la misma profundidad. Fluyó por el tubing con bean de 5/8 in.
18/06/1962	Se desconectó y se extrajo la tubería con la cabeza, se metió un tubo de 22 pies y un niple de 4 pies con una nueva cabeza tipo Larkin para controlar el pozo. Se dejó conectado; fluyendo por el tubing. No se despegó el empaque.
11/07/1962	Se sacó el empaque que tenía el pozo y se asentó otro a 3992 pies y un zapato de 2 1/2 X 2. Se metió varillas S.B.S con una bomba de 1 1/2 nueva.
18/07/1962	Se instaló la unidad Lufkin TC-3-22 recorrido máximo de 48 in y 10 RPM.
22/01/1963	Se le cambió el motor C-46 para instalarlo en el pozo Col 64 y se le instaló un motor C-96 de segunda mano.
11/02/1963	El motor C-96 de segunda mano tuvo que ser cambiado por un C-96 nuevo, por daño en la base. Se dejó para reparación general.
03/09/1963	Se sacó la bomba de 1 1/2 pulg. debido a que estaba pegada, quedando inservible. No se pudo asentar bomba porque el pozo estaba muy parafinado.
11/09/1963	Se pegó la bomba de 1 1/2 pulg. y quedó inservible, se limpió parafina dura hasta unos 95 pies y blanda hasta 2880 pies. Se asentó bomba de 1 1/2 pulg.
15/11/1963	Partió varillas por el cuerpo a los 2900 pies. Se sacó la bomba muy rayada. Se limpió parafina hasta 3000 pies. Se asentó una bomba Natimal de 1 1/2 nueva.
22/11/1963	No produjo con la bomba anterior. Se cambió por una Natimal nueva de 54 in.
18/12/1963	No producía la bomba Natimal de 1 1/2 pulg, quedó inservible. Se asentó una Natimal de 1 1/2 pulg de segunda mano.
13/01/1964	Por no producir con los cambios de bomba hechos anteriormente, se soltó el empaque y se sacó toda la tubería. Se revisó el separador Guiberson, los tubos de pulgada y se cambió el empaque por una de Halliburton, se asentó una bomba Natimal de 1 1/2 pulg. nueva.
18/04/1964	Por disminuir la producción, se sacó la bomba Natimal de 1 1/2 pulg. inservible, se limpió parafina dura hasta 1500 pies, se sacó el empaque y se dejó afuera con separador Guiberson, se metieron 17 tubos para bajar la bomba, se asentó una bomba nueva de 1 1/2 pulg.
24/04/1964	No produjo con el trabajo anterior y el dinamómetro mostró un efecto de GAS LOCK se asentó una bomba Monarch nueva de 1 1/2 pulg. con doble asiento.

01/08/1964	Por disminuir la producción se sacó la bomba Monarch de 1 1/2 pulg. inservible y llena de parafina. Se limpió parafina (tubing) hasta 2000 pies, se sacó la tubería y se dejaron afuera 19 tubos y el zapato. Se metió nuevamente tubería con separador Guiberson y empaque lane wells, con 2 tubos de una pulgada y 4 grapas, se asentó el empaque a 3915 pies, 85 pies más arriba de donde se debía asentarse el empaque.
20/08/1964	Por no producir se sacó la bomba de 1 1/2 pulg. muy rayada en el pistón y el barril. Se asentó una bomba nueva, se cambiaron 5 varillas torcidas de 5/8.
05/01/1965	No producía la bomba y se extrajo inservible. Se limpió parafina dura hasta 1500 pies. Se asentó una D+13 de 1 1/2 pulg. Nueva.
24/02/1965	Por no producir, se sacó la bomba, salió con el barril y el pistón gastados, se asentó una nueva D+B de 1 1/2 pulg.
07/04/1965	No producía. Se sacó y se limpió parafina hasta 1500 pies, se fueron 8 varillas al desconectarse cuando se bajaban nuevamente la bomba, se pescaron y se cambiaron siete por torcidas. Quedó trabajando.
14/11/1967	Fue reacondicionado por limpieza de pozos, se limpió de parafina y se metieron 16 tubos más de 2 1/2 pulg., se metió bomba nueva con doble caja. Arriba y abajo sobre el separador, quedaron 2 tubos de 22 pies. Esperando unidad de bombeo.
29/11/1967	Se instaló la misma unidad que tenía sobre la base de concreto. Quedó trabajando.
01/12/1967	No producía, la bomba estaba a 60 pies del zapato. Se metió otra bomba nueva con doble caja, arriba y abajo se metieron 2 varillas más de 5/8 X 25 pies y 2 nipples de 6 pies.
14/12/1967	Por bajar considerablemente su producción, se sacó la bomba y se encontró completamente lleno de lodo. Se metió otra de las mismas dimensiones con cajas sencillas.
10/06/1968	Por no producir se sacó la bomba y salió con ambos asientos perforados del gas y arena, y con parafina, se sacó bien y se metió la nueva bomba sin atascarse con parafina. Se le metió otra bomba de 2 X 1 1/2 X 10 D+B de segunda con doble caja en el barril y en el ancla. Quedó trabajando.
03/02/1969	Se partió la varilla por el coupling a 11 pies, se cambiaron 60 tubos de 2 1/2 pulg. llenos de parafina. Por baja eficiencia se cambió la bomba de 1 1/2 pulg. por otra de 1 1/16 pulg. Se disminuyó el recorrido de 48 in a 33 1/2 pulg. a 10 RPM.
19/10/1970	Por disminuir la producción, se sacó la bomba. Como la tubería estaba parafinada se tumbaron 45 tubos que miden 1388 pies y se reemplazaron por 44 limpios 1376 pies, se bajó una bomba nueva dejando una varilla de 3/4 afuera.
08/11/1971	Se sacó la bomba encontrándose pegada y sus partes cementadas, barril y pistón rayados, se asentó otra bomba de 2 X 1 1/16 X 8.
02/09/1972	Se realizó cambio de bomba.
03/10/1973	Dejó de producir se fue a sacar y se encontró el barril pegado, se sacó limpiando bien, se bajó otra bomba de las mismas características con doble caja.
25/10/1973	Dejó de producir, se sacó la bomba y se metió otra de las mismas características de segunda mano.
15/03/1974	Por baja producción se cambió la bomba por otra del mismo estilo y diámetro.
05/04/1974	Se probó tubería a 700 psi. Salió buena, se sacó la bomba y se bajó otra del mismo estilo y diámetro nuevo con doble caja.

25/04/1974	Por no producir se probó tubería, se sacó la bomba y la tubería, se tomó prueba de fondo y no se encontró líquido. Se encontraron 80 pies sucios. Se cambió el zapato y el empaque, se bajó nuevamente la tubería, se bajó otra bomba de las mismas características y se puso a trabajar.
28/07/1975	Por disminuir en su producción, se le cambió la bomba por otra de las mismas especificaciones.
14/04/1976	Se pegaron las varillas, se le echó aceite caliente, se le dio arriba y abajo y despegó. Se sacó la bomba, se bajó otra del mismo estilo y diámetro, se dejó la unidad de bombeo.
28/06/1978	Por disminuir el caudal se probó tubería a 700 psi con éxito. Se cambió la bomba por otra del mismo estilo, diámetro y longitud, se le inyectó aceite caliente por el tubing.
16/01/1979	Por baja producción, se sacó la bomba y se le inyectó aceite caliente por el tubing hasta limpiar la parafina. Se bajó otra bomba del mismo estilo y diámetro con doble caja. Se dejó en bombeo.
25/07/1981	Por baja producción se sacó la bomba y se le inyectó aceite caliente por el tubing hasta limpiar la parafina. Se bajó otra bomba del mismo estilo y diámetro con doble caja. Se dejó trabajando.
27/06/1982	Por disminución de la producción se probó tubería a 600 psi con éxito. Se arrancó la bomba, se sacaron las varillas, se echó aceite caliente, se sacó la bomba y se cambió por otra del mismo diámetro el pozo. Quedó trabajando.
25/05/1983	Por no producir se sacó la bomba, y por estar parafinado se cambiaron los 33 tubos de 2 7/8 pulg. de rosca 10 por 33 tubos de 2 7/8 pulg. de rosca 8, se cambió la bomba y quedó trabajando.
03/10/1989	Se le echó aceite caliente y se probó la tubería con éxito. Se sacó y se cambió la bomba, por otro diámetro de 2 X1 1/4 X 8.
20/12/1989	Por disminución de la producción, se probó la tubería y se le echaron 20 bls de aceite caliente. La tubería salió buena, se procedió a hacer cambio de bomba por una de las mismas características y la unidad quedó trabajando.
14/10/1993	Se le inyectó aceite caliente y se le probó tubería a 600 psi con éxito. Se sacó y se cambió la bomba por otra de igual longitud y diámetro. El pozo quedó en producción.
17/09/2010	Se cambió la bomba por otra de iguales características y quedó trabajando.
03/01/2012	Se inspeccionó tubería y se realizó varilleo con cambio de bomba a 5608'.

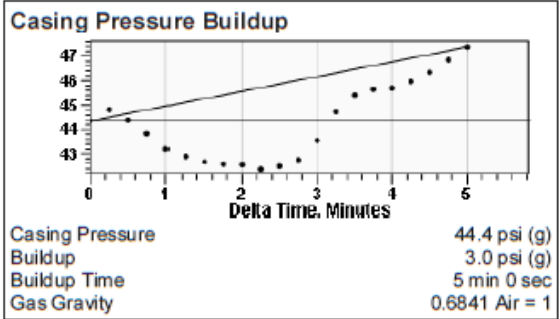
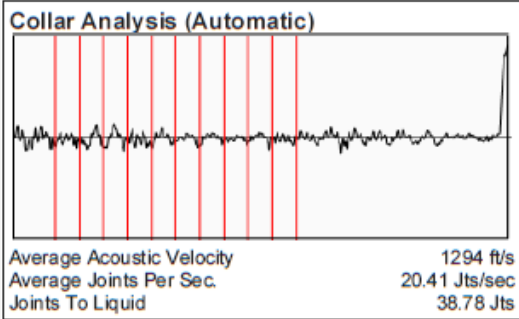
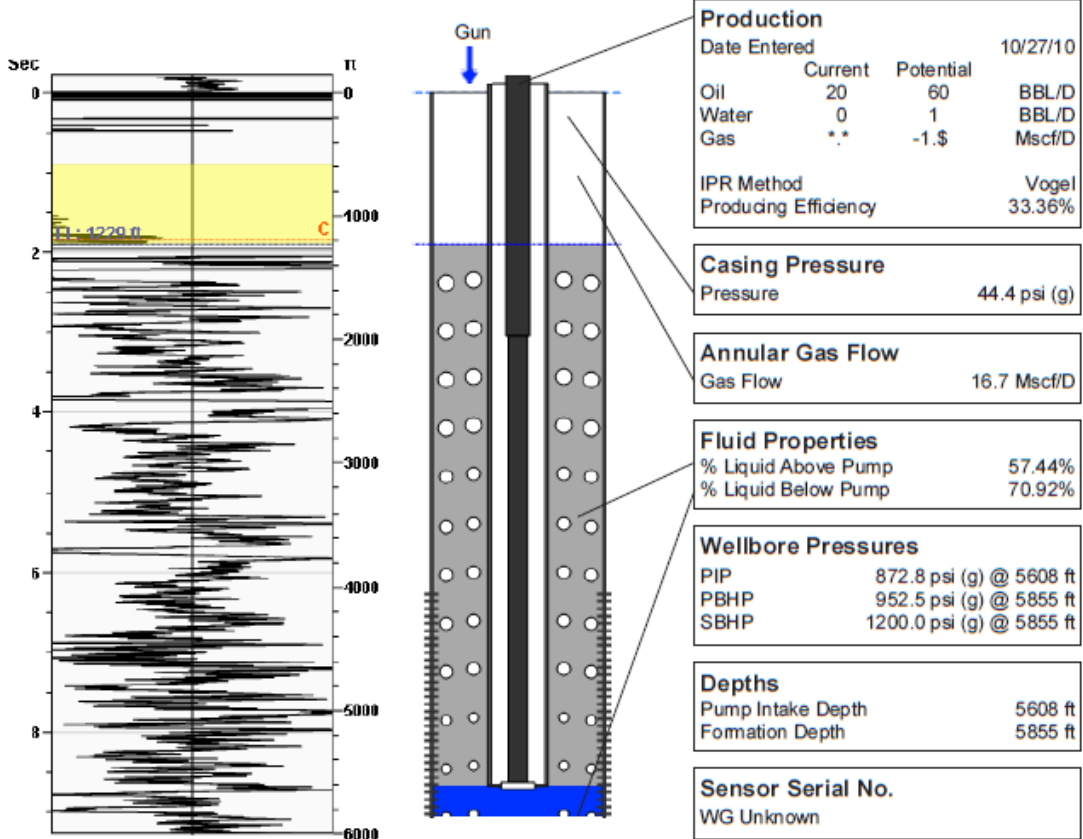
ANEXO B. Pruebas Echometer realizadas al pozo COL-03.



(((ECHOMETER)))

C-03 04/25/2011 10:01:07AM

Liquid Level 1229 ft Fluid Above Pump 4379 ft Gas Free Above Pump 2515 ft



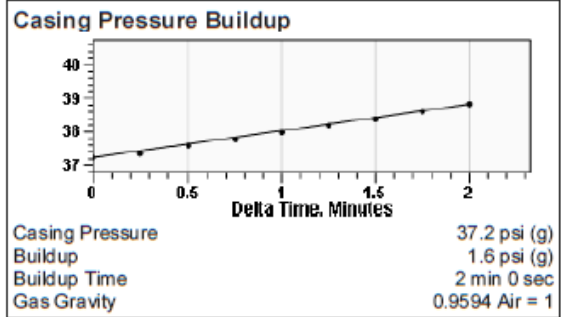
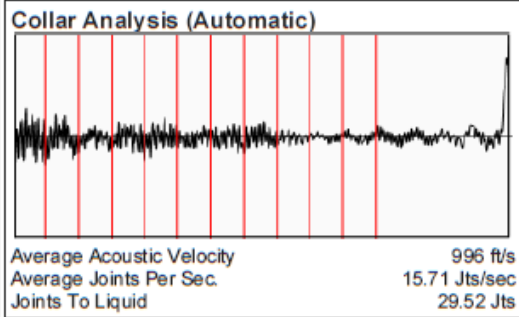
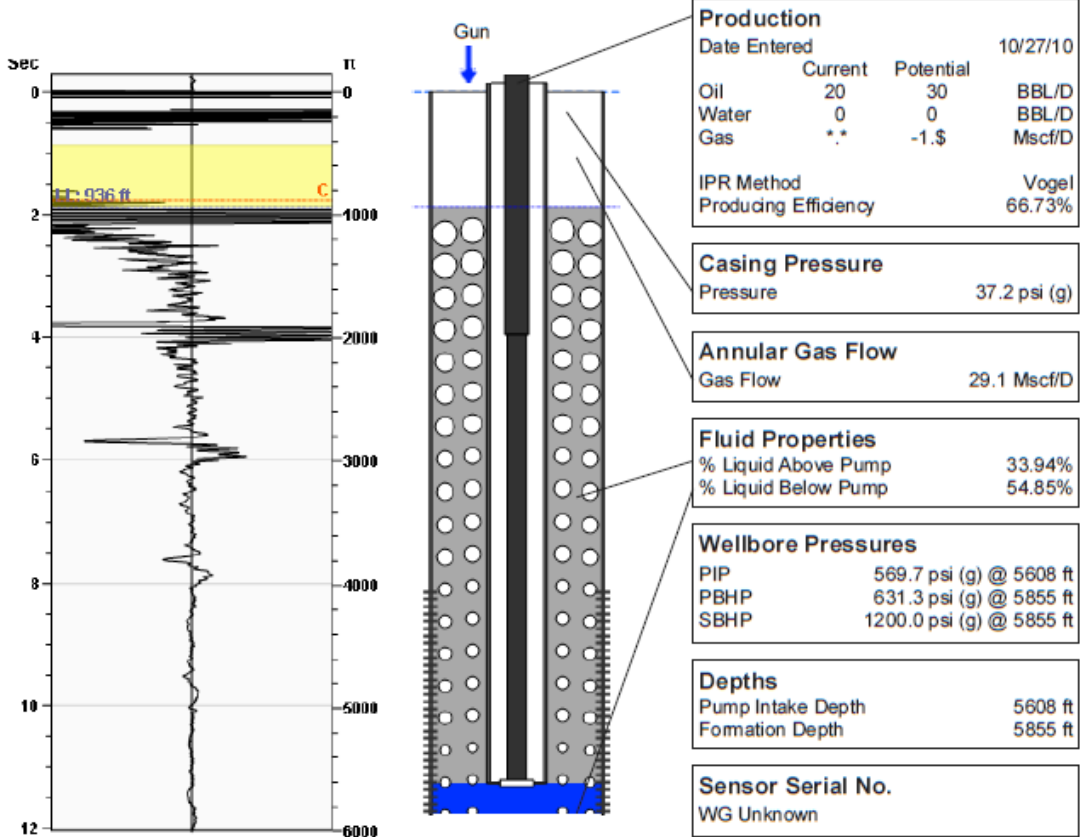
Comments and Recommendations
THO 55 PSI - Acoustic Test

Echometer Company
5001 Ditto Lane
Wichita Falls, TX 76302
(940) 767-4334
info@echometer.com

(((ECHOMETER)))

C-03 05/19/2011 09:10:27AM

Liquid Level 936 ft Fluid Above Pump 4672 ft Gas Free Above Pump 1586 ft



Comments and Recommendations
thp 25 psi - Acoustic Test

Echometer Company
5001 Ditto Lane
Wichita Falls, TX 76302
(940) 767-4334
info@echometer.com

ANEXO C. Especificaciones de la tubería CT-90.

HS-90™ (CT90) | 1.000" TO 1.750"

DIMENSIONS				NOMINAL WEIGHT	TUBE LOAD BODY		INTERNAL PRESSURE	
Specified OD	Specified Wall	Wall Minimum	ID Calculated		Yield Minimum	Tensile Minimum	Hydro Test Pressure	Internal Yield Minimum
in	in	in	in	lb/ft	lb	lb	psi	psi
1.000	0.087	0.082	0.826	0.850	22,500	24,200	13,100	14,500
	0.095	0.090	0.810	0.920	24,300	26,200	14,300	15,900
	0.102	0.097	0.796	0.981	25,900	27,900	15,300	17,000
	0.109	0.104	0.782	1.040	27,500	29,600	16,400	18,200
	0.116	0.108	0.768	1.098	29,000	31,200	17,000	18,900
	0.125	0.117	0.750	1.171	30,900	33,300	17,500	20,300
	0.134	0.126	0.732	1.242	32,800	35,400	17,500	21,800
1.250	0.087	0.082	1.076	1.083	28,600	30,800	10,500	11,700
	0.095	0.090	1.060	1.175	31,000	33,400	11,500	12,800
	0.102	0.097	1.046	1.254	33,100	35,700	12,400	13,800
	0.109	0.104	1.032	1.332	35,200	37,900	13,200	14,700
	0.116	0.108	1.018	1.408	37,200	40,100	13,800	15,300
	0.125	0.117	1.000	1.506	39,800	42,900	14,900	16,500
	0.134	0.126	0.982	1.601	42,300	45,600	15,900	17,700
	0.145	0.137	0.960	1.715	45,300	48,800	17,200	19,100
1.500	0.087	0.082	1.326	1.316	34,800	37,500	8,800	9,800
	0.095	0.090	1.310	1.429	37,700	40,700	9,600	10,700
	0.102	0.097	1.296	1.527	40,300	43,500	10,400	11,500
	0.109	0.104	1.282	1.623	42,900	46,200	11,100	12,300
	0.116	0.108	1.268	1.719	45,400	48,900	11,500	12,800
	0.125	0.117	1.250	1.840	48,600	52,400	12,400	13,800
	0.134	0.126	1.232	1.960	51,800	55,800	13,400	14,900
	0.145	0.137	1.210	2.104	55,600	59,900	14,500	16,100
1.750	0.087	0.082	1.576	1.549	40,900	44,100	7,600	8,400
	0.095	0.090	1.560	1.683	44,500	47,900	8,300	9,200
	0.102	0.097	1.546	1.800	47,500	51,200	8,900	9,900
	0.109	0.104	1.532	1.915	50,600	54,500	9,500	10,600
	0.116	0.108	1.518	2.029	53,600	57,800	9,900	11,000
	0.125	0.117	1.500	2.175	57,400	61,900	10,700	11,900
	0.134	0.126	1.482	2.318	61,200	66,000	11,500	12,800
	0.145	0.137	1.460	2.492	65,800	70,900	12,500	13,900
1.750	0.156	0.148	1.438	2.662	70,300	75,800	13,400	14,900
	0.175	0.167	1.400	2.951	77,900	84,000	15,100	16,800
	0.190	0.178	1.370	3.173	83,800	90,300	16,000	17,800
	0.204	0.192	1.342	3.377	89,200	96,100	17,300	19,200
	0.224	0.212	1.302	3.660	96,600	104,200	17,500	21,000
	0.250	0.238	1.250	4.015	106,000	114,300	17,500	23,400