

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO CON GAS LIFT ASISTIDO POR COILED TUBING EN EL  
CAMPO ESCUELA COLORADO**

**JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA**

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

**2016**

**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO CON GAS LIFT ASISTIDO POR COILED TUBING EN EL  
CAMPO ESCUELA COLORADO**

**JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Especialista en  
producción de hidrocarburos**

**DIRECTOR**

**M.Sc. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ**

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

**2016**

## DEDICATORIA

*Este trabajo va dedicado a Scotty, quien me enseñó lo importante que es valorar el tiempo que pasas con las personas que amas. Aunque ya no estés, tu recuerdo siempre estará conmigo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Erik Montes, director de este proyecto.

A los Ingenieros Gustavo Valle y Robert Suárez por sus recomendaciones y por su colaboración en el desarrollo de esta monografía.

Al equipo organizador de la Especialización en Producción de Hidrocarburos, que brindaron su apoyo y estuvieron siempre pendientes de su avance.

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

Por último, a todas las personas que de una u otra manera, contribuyeron para que este estudio fuera llevado a cabo.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	13
1. TECNOLOGÍA <i>COILED TUBING</i> .....	15
1.1. GENERALIDADES.....	15
1.2. COMPONENTES DEL EQUIPO .....	15
1.2.1. <i>Coiled Tubing</i> .....	15
1.2.2. Carrete.....	16
1.2.3. Cabezal Inyector.....	17
1.2.4. Conjunto de Potencia.....	19
1.2.5. Cabina de Control.....	20
2. SISTEMA COILED-TUBING GAS-LIFT (CTGL).....	21
2.1. GENERALIDADES.....	21
2.2. CONFIGURACIÓN.....	22
2.2.1. Válvulas de <i>gas lift</i> .....	24
2.3. APLICACIÓN DEL SISTEMA EN CAMPOS DE PETRÓLEO .....	25
2.3.1. Campo Belridge, California.....	25
2.3.2. Campo Carito, Venezuela.....	28
1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA.....	29
1.1.1. VENTAJAS .....	31
1.1.2. DESVENTAJAS .....	32
2. CAMPO COLORADO.....	33
2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS.....	35
3. PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA .....	39
4. DISEÑO DEL SISTEMA.....	41
4.1. VOLUMEN DEL GAS DE INYECCIÓN .....	41
4.2. VOLUMEN DE LÍQUIDO.....	42

4.3.	RELACIÓN GAS-LÍQUIDO .....	42
4.4.	POTENCIA DEL COMPRESOR .....	43
4.5.	APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO .....	44
4.6.	<i>COILED TUBING</i> .....	49
4.7.	AHORRO DEL GAS DE INYECCIÓN .....	50
5.	ESTRATEGIA DE PRODUCCIÓN .....	53
6.	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA .....	59
6.1.	CAMBIO EN LA PRODUCCIÓN .....	59
6.2.	CAMBIO ENERGÉTICO .....	61
7.	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	63
7.1.	INVERSIÓN INICIAL.....	63
	CONCLUSIONES .....	68
	RECOMENDACIONES.....	70
	BIBLIOGRAFÍA.....	71
	ANEXOS.....	73

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Unidad de <i>Coiled Tubing</i> . ....	16
Figura 2. <i>Coiled Tubing</i> .....	17
Figura 3. Carrete.....	17
Figura 4. Cabezal Inyector.....	18
Figura 5. Conjunto de Potencia.....	19
Figura 6. Cabina de Control.....	20
Figura 7. Configuración del sistema CTGL en fondo .....	23
Figura 8. Válvula de <i>gas lift</i> enrollable .....	24
Figura 9. Equipo de superficie del CTGL en un pozo del campo Belridge.....	27
Figura 10. Producción de un pozo antes y después de la conversión a CTGL.....	27
Figura 11. Estado Mecánico del pozo CRC-16.....	30
Figura 12. Producción histórica del Campo Colorado 1945-2003.....	34
Figura 13. Producción mensual del Campo Colorado 2006-2012.....	34
Figura 14. Mapa de los pozos del Campo Colorado.....	36
Figura 15. Diferencia entre el sistema convencional y el sistema CTGL. ....	51
Figura 16. Altura de la columna de fluidos con el tiempo para el pozo Col-11. ....	56
Figura 17. Altura de la columna de fluidos con el tiempo para el pozo Col-31. ....	57
Figura 18. Altura de la columna de fluidos con el tiempo para el pozo Col-76. ....	57
Figura 19. Producción del pozo Col-11 con ambos sistemas de levantamiento. ...	60
Figura 20. Producción del pozo Col-11 con ambos sistemas de levantamiento. ...	60
Figura 21. Gráfico del flujo de caja. ....	66

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Pozos Activos. ....	37
Tabla 2. Pozos Intermitentes. ....	38
Tabla 3. Pozos en mantenimiento.....	38
Tabla 4. Características de los pozos candidatos.....	45
Tabla 5. Datos para el diseño del sistema CTGL.....	46
Tabla 6. Resultados del diseño de los pozos.....	49
Tabla 7. Características del pozo Col-11. ....	52
Tabla 8. Diseño del <i>gas lift</i> intermitente para completamiento convencional comparado con el sistema CTGL.....	52
Tabla 9. Características del pozo Col-11. ....	55
Tabla 10. Cálculo de la variación de la columna de fluidos en el pozo. ....	56
Tabla 11. Costo energético mensual. ....	62
Tabla 12. Costos de inversión inicial.....	63
Tabla 13. Escenario de producción.....	64
Tabla 14. Flujo de caja del nuevo sistema.....	65
Tabla 15. Indicadores financieros. ....	66

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO CON GAS LIFT ASISTIDO POR COILED TUBING EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO\*.

**AUTOR:** JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Coiled Tubing, Gas Lift, Campo Escuela Colorado, Levantamiento Artificial, Análisis Financiero.

### DESCRIPCIÓN:

El *Coiled Tubing* es una herramienta que consiste en una tubería continua de gran extensión y diámetro reducido, que se enrolla en un carrete y puede ser corrida con facilidad en un pozo petrolero. A través de los años, ha probado su efectividad en la realización de varias operaciones como reacondicionamiento y perforación, y además se ha utilizado como complemento de algunos sistemas de levantamiento artificial, para aprovechar los beneficios que presenta en sus otras áreas de desempeño.

Uno de estos sistemas es el *Coiled Tubing Gas Lift*, que combina el sistema de levantamiento por inyección de gas con la tubería flexible, y da como resultado un sistema enrollable de rápida extracción e inserción, con válvulas especiales capaces de ser enrolladas con la tubería y brinda un medio para la inyección de gas a fondo a través del *Coiled Tubing*. Este sistema se ha utilizado de manera exitosa en varios campos petroleros, en los que ha generado un ahorro en los costos de operación, debido principalmente a la reducción en los tiempos de instalación y al mantenimiento.

La finalidad de este proyecto es analizar la tecnología *Coiled Tubing* aplicada al sistema de *Gas Lift* para la producción en pozos del Campo Colorado, para estudiar los beneficios que puede traer su implementación. Se planteó el diseño de un piloto para su implementación en un grupo de pozos de acuerdo a sus características especiales y se realizó un análisis de la economía del proyecto utilizando los indicadores financieros pertinentes para considerar la rentabilidad que puede dejar la aplicación de la tecnología.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez.

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY OF THE IMPLEMENTATION OF AN ARTIFICIAL LIFT SYSTEM WITH GAS LIFT ASISTED BY COILED TUBING IN THE COLORADO SCHOOL-FIELD\*.

**AUTHOR:** JUAN ANTONIO MIRANDA ARRIETA\*\*

**KEY WORDS:** Coiled Tubing, Gas Lift, Colorado School Field, Artificial Lift, Economical Analysis.

### DESCRIPTION:

The Coiled Tubing is a tool that consists in a continuous tubing of big extension and slim diameter, which is spooled in a carrel and can be run easily in a well. Through the years, it has proved its effectiveness for the performance of several operations like workover and drilling, and also It has been used as a complement of some artificial lift systems, in order to take advantage of the benefits that is has in other areas.

One of these systems is the Coiled Tubing Gas Lift, which combines the gas lift system with the Coiled Tubing, resulting in a spoolable system of fast extraction and insertion, with special valves that can be spooled with the tubing and provides a way for the gas injection to downhole through the Coiled Tubing. This system has been used successfully in various oil fields, generating savings in operation costs, due principally to the reduction in the installation time and maintenance.

The purpose of this project is to analyze the Coiled Tubing technology applied to the Gas Lift system for the production of fluids in wells from Colorado Field, to have an idea of the benefits that its implementation could offer. A design for its implementation in a group of wells is suggested according to their special characteristics and an economical analysis of the project is made using the pertinent economical indicators to consider the profitability that may bring the application of the technology and the benefits that it offers to the production.

---

\* Degree Project.

\*\* Faculty of Physico-Chemical Engineerings. School of Petroleum Engineering. Director: M. Sc. Erik Giovany Montes Páez.

## INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado es un campo productor de petróleo crudo catalogado como un campo maduro y de bajo potencial, esto debido a su antigüedad y a su relativamente baja producción de aceite. El campo presenta como principal problema operacional la precipitación de compuestos orgánicos que se incrustan en las tuberías y en los equipos, generando inconvenientes en la operación y producción de los pozos que allí se encuentran. Los problemas por precipitación de parafinas representan un alto costo en el mantenimiento, ya que anualmente se invierten muchos recursos en la realización de trabajos de reacondicionamiento en los pozos productores del campo.

La Universidad Industrial de Santander ha buscado e investigado muchas maneras de optimizar y aumentar la producción para aprovechar al máximo los recursos que brinda. Por consiguiente, se han desarrollado varios proyectos ligados a la producción del mismo, que tienen como fin evaluar nuevas tecnologías, ya sea para mitigar los problemas operacionales que se presentan o para aumentar la producción de los pozos.

El *Coiled Tubing Gas Lift* es un sistema de levantamiento artificial que resulta de la combinación del sistema *Gas Lift* con una sarta de tubería flexible, también llamada *Coiled Tubing*. Este sistema de levantamiento artificial ha sido usado con éxito en algunos campos petroleros, logrando aportar beneficios a la economía de los proyectos reduciendo algunos costos, como el mantenimiento y el consumo de gas necesario para la inyección. La tecnología consta de una sarta de *Coiled tubing* que contiene válvulas de gas especiales, capaces de enrollarse junto con ésta en un carrete, lo que genera ventajas a la hora de correr o retirar el sistema de un pozo al hacerlo de forma más rápida. También, brinda la posibilidad de inyectar el gas a través de ésta tubería de diámetro reducido, y realizar la descarga de líquidos por el anular entre la tubería de producción y el *Coiled*

*tubing*; que, al tratarse de un medio de menor diámetro, puede disminuir el flujo de gas necesario para desplazar la columna, y por ende una reducción en los costos de operación.

Este proyecto tiene como finalidad, el estudio de la implementación del sistema de levantamiento por *Gas Lift* asistido por *Coiled Tubing* en el Campo Escuela Colorado, desarrollando un diseño de la tecnología para un piloto y su posterior análisis financiero para evaluar la factibilidad de su utilización. Durante el desarrollo del trabajo se presentarán los beneficios potenciales que tiene la tecnología, y que pueden de alguna manera ayudar a mejorar el panorama productivo del campo. Se presentará una sugerencia de inversión y se evaluará utilizando los indicadores financieros pertinentes para determinar si es o no viable para su aplicación.

## 1. TECNOLOGÍA COILED TUBING

### 1.1. GENERALIDADES

El término *Coiled Tubing* hace referencia a una tubería de diámetro reducido y de gran extensión, que se fabrica de manera continua sin soldaduras que es capaz de ser enrollado y desenrollado de un carrete para realizar operaciones en pozos petroleros. También se le llama *Coiled Tubing* a la unidad que incluye todos los componentes necesarios para trabajar con la herramienta en campo<sup>1</sup>. En la Figura 1. Unidad de *Coiled Tubing*. se muestra la unidad de *Coiled Tubing* en su totalidad, con todos los equipos que la conforman.

### 1.2. COMPONENTES DEL EQUIPO

#### 1.2.1. *Coiled Tubing*.

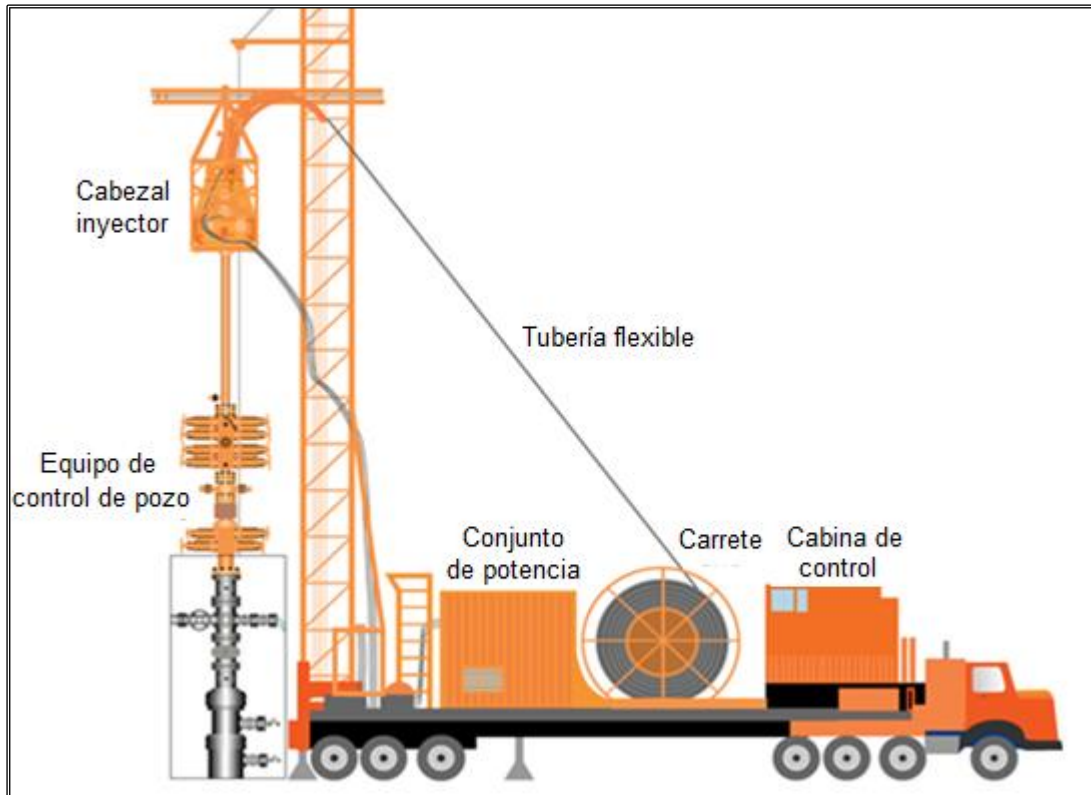
El *Coiled Tubing* o tubería flexible es la tubería continua, que es fabricada en acero al carbón, utilizando soldadura de inducción de alta frecuencia. Está diseñada para ser lo suficientemente fuerte para soportar todas las cargas asociadas a los trabajos en los que se utiliza, y a su vez lo suficientemente dúctil para poder ser enrollada y desenrollada sin general desgastes significativos del material. Por lo general se encuentra enrollada en un carrete, donde puede ser transportada hacia el sitio de operación. Existen tuberías flexibles con diámetros que van desde 1 in hasta 1 3/4 in y con diferentes espesores de pared según su referencia<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, ICoTA. An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits. Longview, Texas. 2005.

<sup>2</sup> WELL CONTROL SCHOOL. Capítulo 15: Tubería flexible. Luisiana WCS, 2003. p.1.

**Figura 1. Unidad de *Coiled Tubing*.**



Fuente: BIGIO, D., et al. Coiled tubing takes center stage. way, 1994. p.12.

### **1.2.2. Carrete.**

En esta herramienta se encuentra enrollada la tubería flexible para poder ser transportada y desenrollada para realizar todas las operaciones que se realicen con la unidad (Figura 3). Este consta de una unidad giratoria movida por un motor hidráulico, capaz de soportar altas presiones, para poder suministrar la tubería al ritmo que sea necesario en la operación. También posee mecanismos de frenos de emergencia para asegurar la operación de enrollado y desenrollado de la tubería<sup>3</sup>.

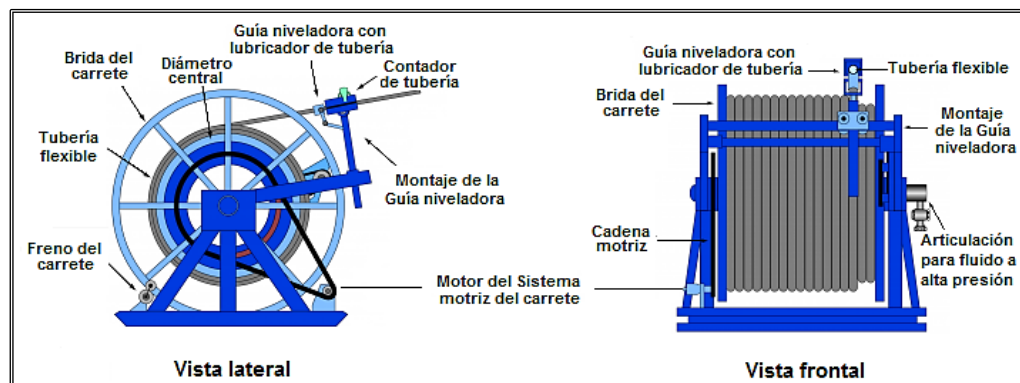
<sup>3</sup> WELL CONTROL SCHOOL. Op. cit. p.5.

**Figura 2. Coiled Tubing.**



Fuente: INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, ICoTA. *An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits*. Longview, Texas. 2005. p.24.

**Figura 3. Carrete.**



Fuente: SAS-JAWORSKY, A., et al. *Petroleum Engineering Handbook, II: Capítulo 16. Coiled Tubing Well Intervention and Drilling Operations*. p. 697.

### 1.2.3. Cabezal Inyector.

El cabezal inyector es el encargado de suministrar la energía de tracción para correr o extraer la tubería en un pozo. Este manipula la sarta de *Coiled Tubing*

mediante un sistema de cadenas de tracción que controlan la velocidad de ascenso y descenso de la misma, y debe proporcionar la fuerza suficiente para insertar la tubería contra la presión del pozo cuando se realiza la corrida. En el caso de la extracción, debe poder soportar todo el peso de la sarta para sacarla contra la fricción que se genera en las superficies<sup>4</sup>. En la Figura 4 se muestra un cabezal inyector convencional.

**Figura 4. Cabezal Inyector.**



Fuente: INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, ICoTA. *An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits*. Longview, Texas. 2005. p.2.

---

<sup>4</sup> WELL CONTROL SCHOOL. Op. cit. p.6.

#### 1.2.4. Conjunto de Potencia.

Como su nombre lo indica, la función del conjunto de potencia es proporcionar toda la energía hidráulica necesaria para las operaciones de la unidad de *Coiled Tubing*. Generalmente utiliza diesel como combustible principal, aunque también existen unidades con motores eléctricos. Su tamaño y capacidad varía según los requerimientos energéticos de la unidad. Esta unidad cuenta también con un compresor que suministra aire para operar los sistemas neumáticos del sistema<sup>5</sup>. En la Figura 5 se muestra el conjunto de potencia característico de una unidad de *Coiled Tubing*.

**Figura 5. Conjunto de Potencia.**



Fuente: INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION, ICoTA. *An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits*. Longview, Texas. 2005. p.2.

---

<sup>5</sup> GARCÍA, E. Proyecto de Identificación: Tuberías Flexibles. Tabasco. Noviembre, 2013.

### 1.2.5. Cabina de Control.

Todas las operaciones y funciones de la unidad de *Coiled Tubing* son monitoreadas y controladas desde la cabina de control. Este consta de una consola que incluye todos los controles necesarios para operar todos los componentes mencionados anteriormente. También cuenta con medidores para controlar la fuerza de tracción, la tensión de la sarta, las presiones hidráulicas en el carrete y en el motor de inyección<sup>6</sup>. En la Figura 6 se muestra el interior de la cabina de control de la unidad de *Coiled Tubing*.

**Figura 6. Cabina de Control.**



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

---

<sup>6</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *API Recommended practice for Coiled Tubing operations in oil and gas well services*. Washington, 1996. p.35.

## 2. SISTEMA COILED-TUBING GAS-LIFT (CTGL)

Desde 1960 se ha utilizado el *Coiled Tubing* en el completamiento de los pozos, convirtiéndose en complemento de ciertos sistemas de levantamiento, con el objeto de optimizar la producción, gracias a sus características especiales<sup>7</sup>.

Uno de los sistemas de levantamiento artificial de fluidos que puede ser optimizado gracias a esta tecnología, es el sistema de levantamiento por inyección de gas o *Gas Lift*. En este sistema, se instalan válvulas flexibles especiales de diámetro reducido al *Coiled Tubing* y éste se sujeta a la cabeza del pozo para su rápida extracción.

### 2.1. GENERALIDADES

El levantamiento artificial por *gas lift*, consiste en la inyección de gas a alta presión por el anular entre la tubería de producción y la de revestimiento, el cual ingresa a la tubería de producción por medio de válvulas especiales. El gas inyectado, al entrar en contacto con el crudo, disminuye su densidad y a su vez produce burbujeo que ayuda al desplazamiento de la columna de líquido. El sistema de *gas lift* asistido por *Coiled Tubing* (CTGL) funciona de la misma manera que un sistema convencional, con la diferencia que se encuentra dentro del *tubing* como una sarta concéntrica, y el gas es inyectado por éste o por el anular que existe entre él y la tubería de producción.

El sistema CTGL, al contar con una sarta de tubería de diámetro reducido y capaz de deformarse para ser enrollada en un carrete, hace necesaria la implementación

---

<sup>7</sup>WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift Completion System. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1993.. SPE 23538. p.2.

de válvulas de gas especiales que puedan ser enrolladas en conjunto con la tubería.<sup>8</sup>

## 2.2. CONFIGURACIÓN

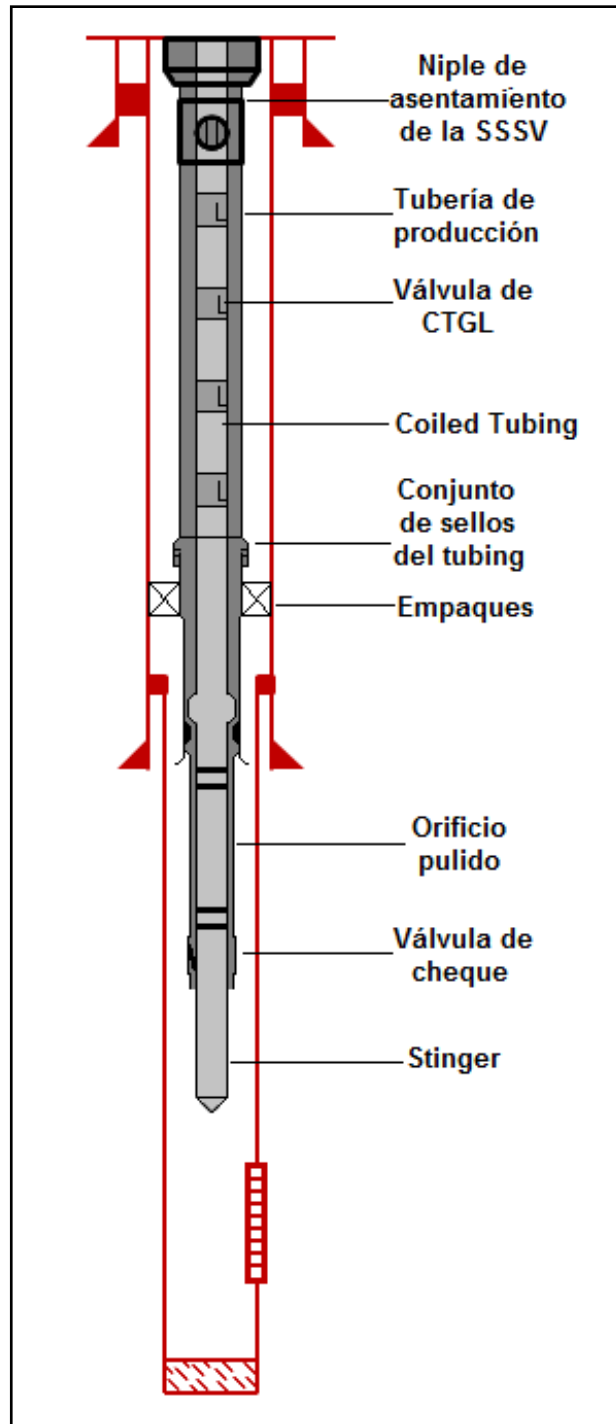
El diseño y la configuración de un sistema de *Coiled Tubing Gas Lift* (CTGL) son muy parecidos a los de un completamiento de *gas lift* convencional, pero existen varias diferencias en cuanto a los procedimientos de instalación, y también se deben hacer ciertas consideraciones a la hora de escoger los elementos que conforman el equipo de producción.

El sistema de *gas lift*, se beneficia de varias características que posee la tubería flexible. La mayoría de los beneficios van ligados a la economía del proyecto, ya que al ser una sarta de velocidad, el *Coiled Tubing* tiene la capacidad de reducir los tiempos requeridos para operaciones de instalación y de mantenimiento del sistema de levantamiento. También brinda opciones para completamientos en huecos de diámetro reducido y para ciertos casos donde se encuentran colapsos en el revestimiento. Esto último gracias a que cambia el flujo de líquido producido del anular entre el *tubing* y el *casing* hacia el anular entre el *tubing* y el *Coiled Tubing*. En la Figura 7 se observa un estado mecánico de un pozo que implementa el sistema CTGL, estos pueden variar según los requerimientos de seguridad y diseño del sistema.

---

<sup>8</sup> WALKER, Op. cit. p.3.

Figura 7. Configuración del sistema CTGL en fondo

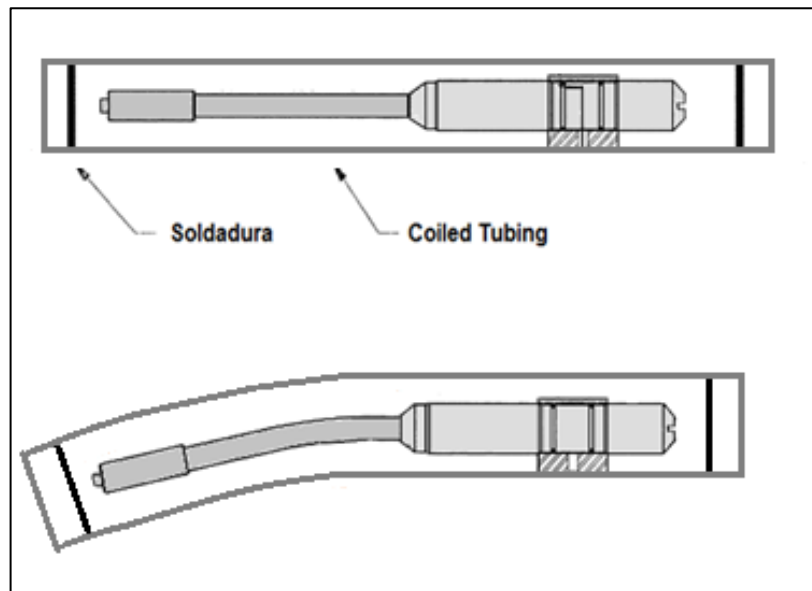


Fuente: WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift Completion System. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1993. SPE 23538, p.10.

### 2.2.1. Válvulas de *gas lift*.

Se han desarrollado válvulas de *gas lift* que tienen la capacidad de soportar grandes deformaciones y enrollarse junto con la tubería flexible en el carrete (Figura 8). Estas son soldadas dentro del *Coiled Tubing* a la profundidad requerida por el diseño del sistema. Las válvulas instaladas se encuentran fijas en su posición, y no son instaladas en mandriles como en el sistema convencional, lo que no cambia el diámetro a lo largo de la sarta beneficiando el flujo de la tubería al disminuir las restricciones. Sin embargo, al estar fijas, es necesario extraer la sarta en su totalidad si se hace necesario cambiar una de ellas.<sup>9</sup>

**Figura 8. Válvula de *gas lift* enrollable**



Fuente: MOORE, B. K., et al. Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. En *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, 1993. OTC 7321. p.5.

<sup>9</sup> WALKER, Op. cit., p.4.

## **2.3. APLICACIÓN DEL SISTEMA EN CAMPOS DE PETRÓLEO**

El sistema CTGL se ha utilizado con éxito en varios campos de petróleo, y ha ayudado a recuperar pozos que de otra manera tendrían que ser abandonados. También ha beneficiado muchos proyectos, reduciendo el costo de instalación y mantenimiento de los pozos convertidos a esta tecnología.

### **2.3.1. Campo Belridge, California<sup>10</sup>.**

El campo Belridge en el condado de Kern, California, es un campo maduro que produce crudo liviano de una formación delgada de diatomita de alta porosidad y baja presión. Con más de 3600 pozos perforados y estimulados con fracturamiento hidráulico para incrementar la productividad.

Es catalogado como un campo maduro, con una baja relación gas-aceite (GOR), y con un promedio de producción neta por pozo entre 60 y 300 bpd, con un corte de agua que llega a ser de hasta el 80% debido a la inyección de agua al yacimiento, que se utiliza como método para mantener la presión. El método de levantamiento primario es el bombeo mecánico con una bomba de desplazamiento positivo convencional.

El CTGL fue implementado en el campo en el año 2002, por medio de un proyecto piloto desarrollado por Area Energy LLC en compañía de BST Lift Systems Inc. Se desarrolló usando como candidatos a los pozos con daños severos en el casing en los cuales no era posible implementar el sistema convencional debido a las fugas de gas. El sistema fue implementado exitosamente en siete pozos, logrando

---

<sup>10</sup> TISCHLER, Alfred, et al. Coiled-Tubing Gas Lift Reclaims 2,000 B/D of Lost Crude. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2005. SPE 95682.

recuperar la producción que de otra manera no habría sido rentable extraer. Luego de esto, en el año 2003, se extendió el proyecto a 100 pozos productores que presentaran problemas en el revestimiento.

El sistema de *gas lift* aplicado en los pozos de este campo, es diferente del sistema convencional, debido a que el proceso de inyección de gas se realiza de manera inversa, es decir, se inyecta gas por el *Coiled Tubing* y este migra hacia la superficie junto con el fluido por la tubería de producción. El diseño final del sistema, consistía en una sarta de *Coiled Tubing* de 1 in, que inyectaba entre 100 y 150 Mscfd de gas en un tubing de entre 2 <sup>7</sup>/<sub>8</sub> y 2 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>, a una presión de 750 psi para lograr la máxima producción posible de los pozos. En la Figura 9, se observa el estado mecánico de uno de los pozos en los que se implementó esta tecnología. En la Figura 10 se observa un gráfico de la producción antes y después de la implementación del sistema, en el que se observa que este logró recuperar alrededor de un 70% de la producción de los pozos en promedio. A pesar de no haber recuperado la totalidad de la producción, el sistema se implementó con éxito, debido a que de otra manera, la producción de estos pozos no sería económicamente viable y tendrían que ser cerrados. El sistema CTGL hizo posible la producción de 93 pozos del campo Belridge, llegando a recuperar hasta 2000 bpd de crudo, y extendió el límite económico del proyecto de manera considerable.

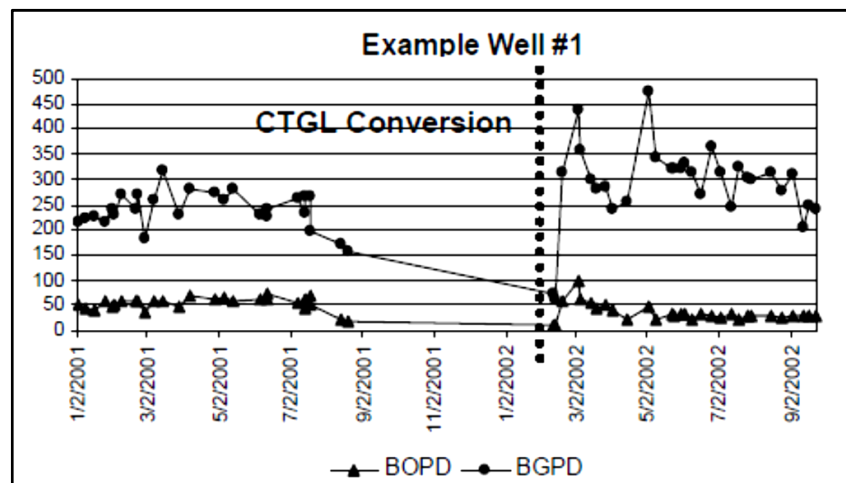
El éxito económico del proyecto se hizo posible gracias a los beneficios que presenta la tecnología CTGL. Los costos de instalación y mantenimiento se reducen considerablemente, ya que solo se necesita una unidad de *Coiled Tubing* para correr y extraer el sistema en un pozo. El sistema no tiene partes móviles que se desgastan en fondo de pozo, y además el sistema puede ser extraído de un pozo y ser corrido en otro diferente si se presenta un fallo.

**Figura 9. Equipo de superficie del CTGL en un pozo del campo Belridge.**



Fuente: TISCHLER, Alfred, et al. Coiled-Tubing Gas Lift Reclaims 2,000 B/D of Lost Crude. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2005. SPE 95682. SPE 95682. p.8.

**Figura 10. Producción de un pozo antes y después de la conversión a CTGL.**



Fuente: TISCHLER, Alfred, et al. Coiled-Tubing Gas Lift Reclaims 2,000 B/D of Lost Crude. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2005. SPE 95682. SPE 95682. p.6.

### 2.3.2. Campo Carito, Venezuela<sup>11</sup>.

El campo Carito está localizado en Punta de Mata, en el estado de Monagas, al este de Venezuela. Ha estado en producción durante 30 años seguidos, provocando una disminución de la presión en el yacimiento, y problemas de precipitación de asfaltenos, que afectan negativamente la producción de los pozos. La profundidad promedio de los pozos del campo es de 16.000 ft, lo que imposibilita el uso de varios sistemas de levantamiento artificial. El gas que se produce en el campo, se utiliza para su reinyección como método para mantener la presión en el yacimiento, esto agrega ventajas a la utilización del sistema de levantamiento por *gas lift* en términos de disponibilidad del gas en superficie y de disponibilidad de equipos para la inyección al pozo.

El pozo CRC-19 fue seleccionado para la implementación de un piloto de *gas lift*, que inyecta gas hacia el pozo por medio de una sarta de *Coiled Tubing* concéntrica con una válvula de *gas lift* acoplada en su extremo. Éste pozo inició su actividad en Julio de 2005, generando por flujo natural, una cantidad de 744 STB/día, con una relación gas-líquido (GOR) de 829 SCF/STB a 12.000 ft de profundidad. Produce aceite de 23,8°API, corte de agua del 0% y una presión inicial de yacimiento de 6900 psi. En el año 2013, su producción cayó a 580 STB/día y su corte de agua aumentó hasta 0,1%, debido a la pérdida de energía del yacimiento, que disminuyó a 6200 psi de presión estática.

Las líneas de superficie, tienen la capacidad de suministrar el gas en cabeza a una presión de 7500 psi, esto es más que suficiente para inyectar el gas desde la superficie hasta el punto donde se encuentra localizada la válvula de *gas lift* en fondo, sin embargo no es conveniente inyectar el gas a tan alta presión debido a la antigüedad de los equipos y del completamiento del pozo, que superan los 25

---

<sup>11</sup> ALMENDRAS, J., et al. Assessment System First Gas Artificial Lift by Using (Coiled Tubing) in Punta de Mata District Production Executive East. En *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE 169456-MS.

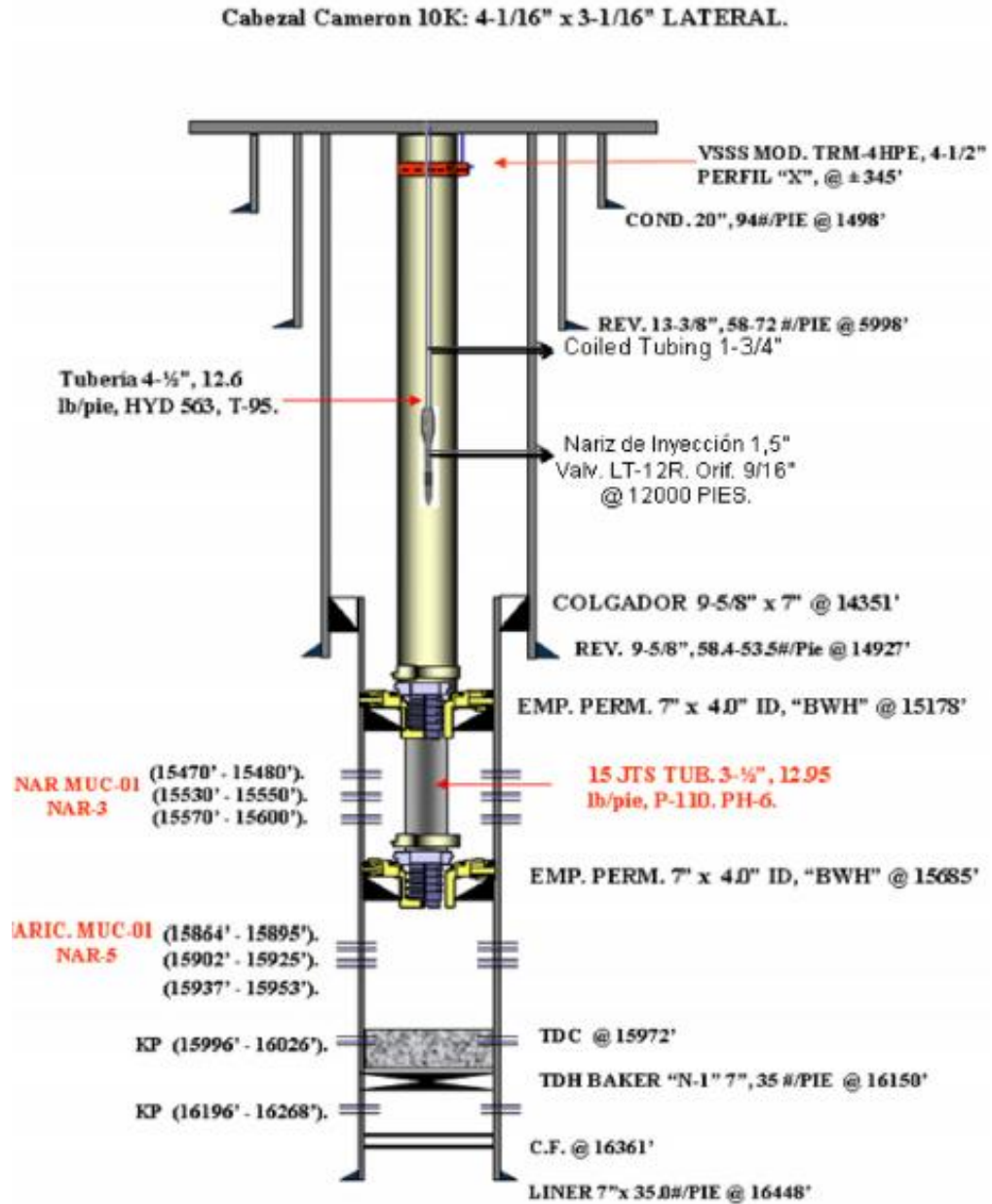
años de servicio. Luego de realizar algunas pruebas de sensibilidad entre 5000 y 4000 psi de presión de inyección, se determinó que 4000 psi era suficiente para descargar la producción del pozo a una profundidad de 16.000 ft. La configuración final del completamiento para el pozo CRC-19 (Figura 11) consiste en una sarta de *Coiled Tubing* de 1 3/4 in que inyecta 2,35 MMscfd de gas a una profundidad de 12.000 ft, por una válvula de *gas lift* de 1 1/2 in, y produce un caudal de aceite de 1.600 STB/día, que significa un aumento del 175% sobre el caudal de producción anterior. La instalación de éste sistema, tuvo una duración de aproximadamente 2 días, mientras que la instalación de un equipo convencional de *gas lift* se estimaba en un total de 90 días, lo que genera un ahorro al disminuir considerablemente la producción diferida.

Teniendo en cuenta los costos de infraestructura y los accesorios utilizados en la instalación del nuevo sistema, tales como las válvulas, la tubería flexible, la instalación de las líneas de abastecimiento de gas, etc. Se determinó que el proyecto generaba una buena rentabilidad, y tenía un período de pago de 207 días. Y seguiría siendo rentable si: i) la producción se mantiene sobre el 63% de la producción actual, y ii) el precio del barril de petróleo no caiga a menos de un 65% del valor actual a la realización del proyecto, el cual fue de 93 USD.

### **1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA**

El sistema *Coiled Tubing Gas Lift* ha demostrado que puede traer varios beneficios a la producción de un campo de petróleo, sin embargo también posee ciertas desventajas o condiciones que se deben tener en cuenta antes de su aplicación.

Figura 11. Estado Mecánico del pozo CRC-16.



Fuente: ALMENDRAS, J., et al. Assessment System First Gas Artificial Lift by Using (Coiled Tubing) in Punta de Mata District Production Executive East. En *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2014. p.17.

### 1.1.1. VENTAJAS

- El sistema CTGL puede ser corrido y extraído de manera más rápida y sencilla que una sarta de tubería convencional, lo que reduce considerablemente el tiempo necesario para la instalación del sistema. Esto puede beneficiar la economía del proyecto al reducir los costos en la instalación y el mantenimiento del sistema.<sup>12</sup>
- Este sistema solo requiere una unidad de *Coiled Tubing* para su instalación y no es necesario el uso de grandes equipos de reacondicionamiento ni de un gran número de personal para su instalación. El uso único de ésta unidad puede generar un gran ahorro comparado con las operaciones de *workover* convencionales.<sup>13</sup>
- Se puede realizar la instalación del sistema de levantamiento mientras el pozo se encuentra activo, sin necesidad de matar al pozo con anterioridad, reduciendo los problemas asociados al daño que causa dicho procedimiento.<sup>14</sup>
- Existen válvulas especialmente diseñadas para este tipo de completamiento, que pueden soportar ser dobladas al igual que la sarta de *Coiled Tubing*, y se instalan dentro de este, lo que facilita de gran manera los trabajos que se presentan en la operación del sistema. Las válvulas no modifican el diámetro de la sarta, lo que le da una ventaja frente a

---

<sup>12</sup> MOORE, B. K., et al. Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. En *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, 1993. OTC 7321. p.7.

<sup>13</sup> TRAN, T. B., et al. Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions. En *SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable*. Society of Petroleum Engineers, 1997. SPE 38404. p.3.

<sup>14</sup> WALKER, Op. cit. p.7.

completamientos de diámetros reducidos, y además favorece el flujo en la tubería al tratarse de un tamaño uniforme<sup>15</sup>.

### 1.1.2. DESVENTAJAS

- El sistema de levantamiento por *gas lift* requiere de una gran cantidad de gas para su funcionamiento, y éste debe encontrarse disponible en el campo o en una línea de gas cercana.
- Es necesario contar con una línea de gas a alta presión, o de un compresor de gas para suministrar el gas a alta presión a fondo de pozo.
- Representa un alto costo de inversión inicial. Esto debido a que se requieren varios equipos de superficie y facilidades para la inyección del gas y para su posterior tratamiento.
- No se recomienda su uso en completamientos con tuberías muy viejas, ya que son susceptibles a colapsos y estallidos generados por la alta presión del gas de inyección.
- En ciertos casos, el gas de inyección debe ser tratado para que cumpla con los requerimientos necesarios para mitigar los daños que puede causar si contiene alta cantidad de componentes corrosivos, agua o si produce hidratos de gas.

---

<sup>15</sup> WALKER, Op. cit. p.3.

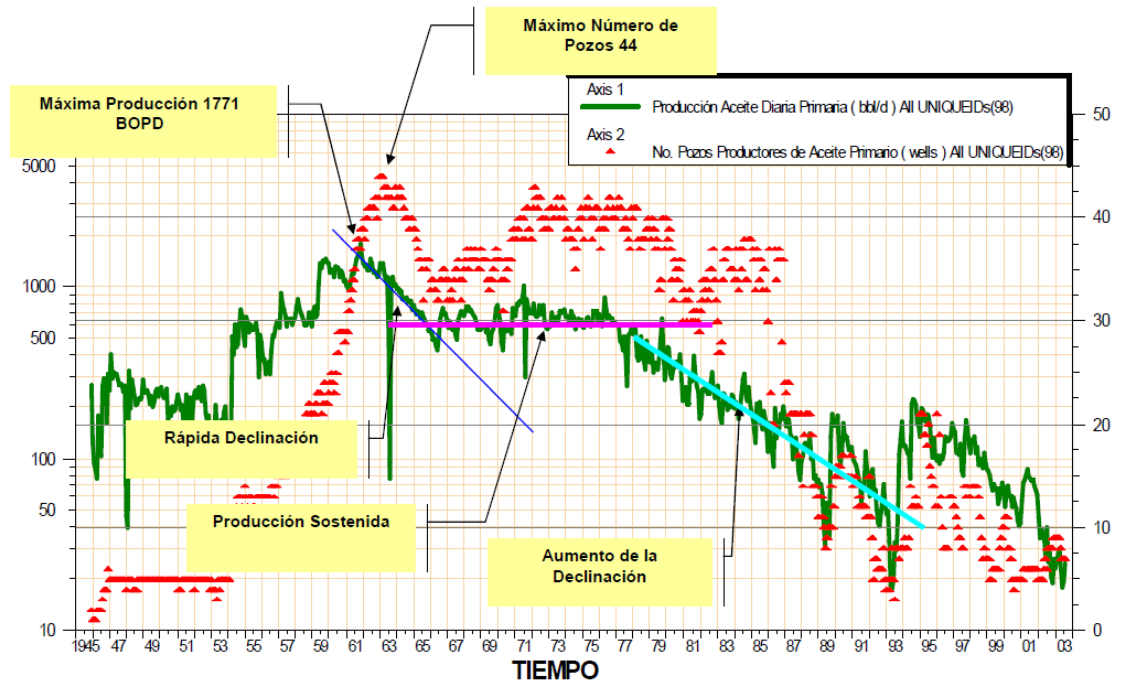
## 2. CAMPO COLORADO

El campo escuela Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, en el municipio de San Vicente de Chucurí, en la Vereda Los Colorados. Inició su producción en el año 1945 con 15 pozos activos y luego fueron perforados hasta llegar a un máximo de 75 pozos con una producción de más de 1000 barriles de petróleo por día, la cual fue declinando hasta llegar a producir 47 barriles en el año 1989, desde entonces es catalogado como un campo maduro y de bajo potencial. En la Figura 12 se observa un gráfico de la producción del campo hasta el año 2003.

El campo escuela Colorado es creado bajo un convenio entre Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander en el año 2006, con fines científicos y tecnológicos. En ésta etapa ocurre la reactivación de varios pozos y el estudio de nuevas tecnologías y aplicaciones con el fin de aprovechar al máximo la producción del campo. En el año 2009, Ecopetrol asigna a la compañía Weil como socio estratégico de la UIS para operar el campo, y se inician operaciones en el año 2010, logrando llegar a una producción de 400 barriles de petróleo por día. Actualmente, todas las operaciones del campo se encuentran paradas, debido a problemas legales que ocurren entre las empresas involucradas, y no se registra producción desde el año 2012 hasta la fecha. En la Figura 13 se muestra un gráfico de la producción mensual del campo hasta el año 2012.

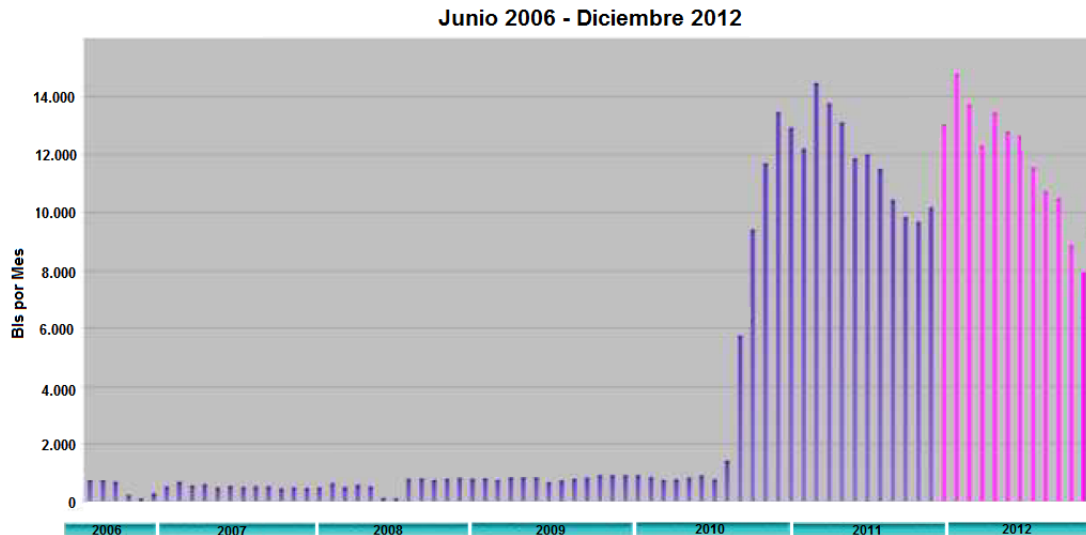
En la Figura 14 se muestra un mapa del campo, que contiene todos los pozos perforados hasta la fecha, clasificados como activos, intermitentes, en mantenimiento y abandonados.

**Figura 12. Producción histórica del Campo Colorado 1945-2003.**



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

**Figura 13. 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.

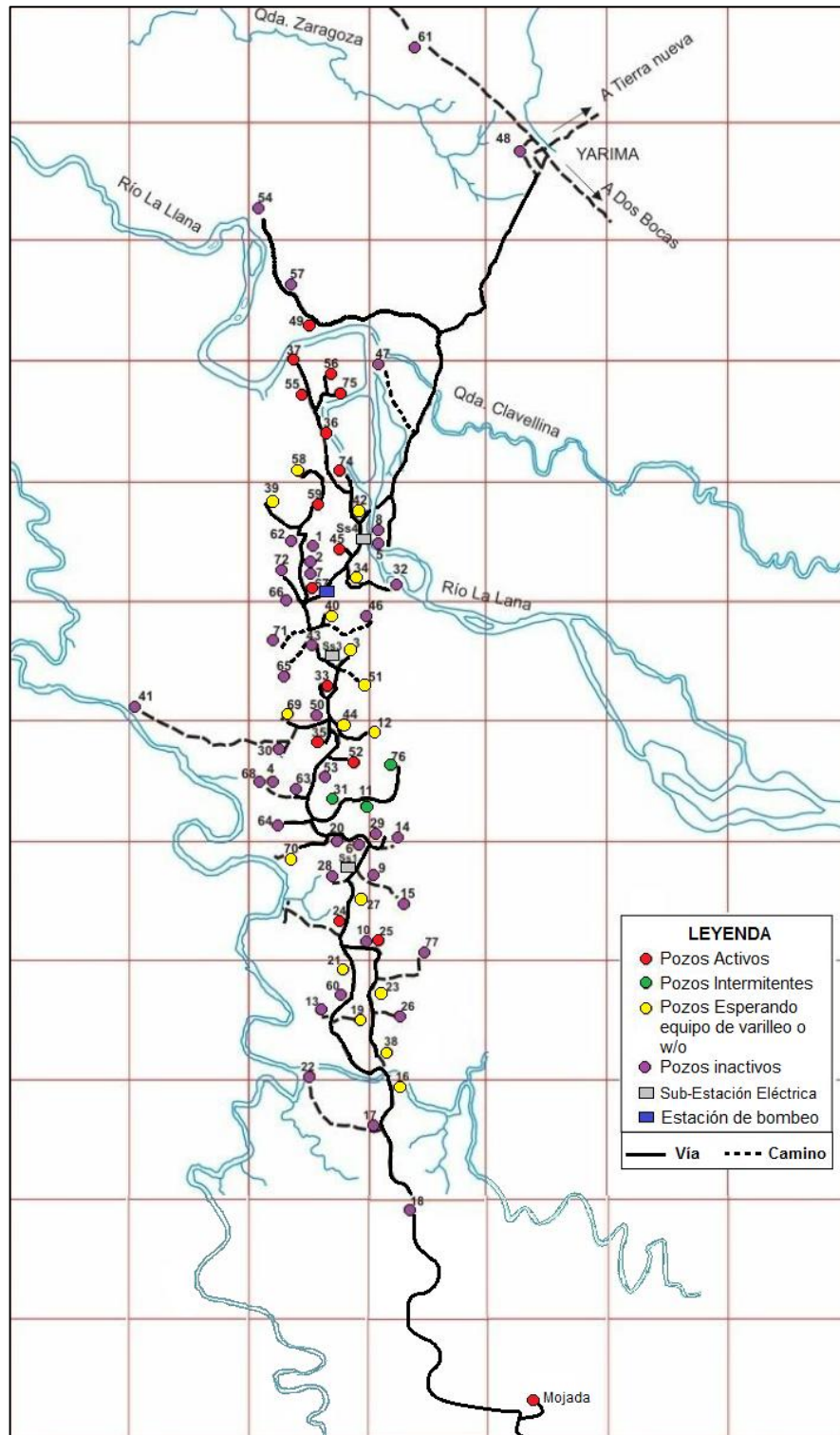
## 2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

El campo colorado cuenta con 77 pozos perforados, de los cuales 35 pozos son productores, y con una producción antes de su cierre en el año 2012 de alrededor de 300 barriles de aceite y 363 Mscf de gas por día. El sistema de levantamiento artificial utilizado en todos los pozos es el bombeo mecánico, y los pozos presentan completamientos simples que se componen generalmente de un tubing de 2 7/8 y 2 3/8 in con un revestimiento de 6 5/8 in. El gas que es producido en el campo, no tiene ningún uso especial y se utiliza para la quema en su totalidad, por lo que no representa beneficio alguno a las operaciones ni a la producción.

El campo presenta como problema principal la precipitación de parafinas, que taponan las bombas de subsuelo y pueden frenar la producción de los pozos. Lo anterior causa que se generen altos gastos en mantenimiento y reacondicionamiento de algunos pozos debido a los frecuentes trabajos que se realizan. Comúnmente se realizan trabajos de varilleo para remover la parafina que causa las pegas en las bombas de fondo de pozo y en la sarta de varillas, proceso que tarda un tiempo considerable y en el que el pozo no se encuentra activo y por lo tanto no genera rentabilidad. El pozo puede tardar un tiempo de espera largo antes de ser intervenido, y al momento de llevarlo a cabo, se necesita de un equipo de reacondicionamiento para extraer la tubería y la sarta de varillas en su totalidad, para ser raspada y limpiada de todas las incrustaciones, y cambiar piezas y tubería si es necesario.

Otro trabajo que se acostumbra a realizar es la inyección de aceite caliente para derretir los cristales de parafina que se adhieren a la superficie de los equipos de fondo, para lo que se utiliza una unidad especial para el transporte e inyección del fluido en el anular del pozo. Este proceso es un poco más rápido y económico, pero resulta poco efectivo para tratar problemas severos de pegas.

**Figura 14. Mapa de los pozos del Campo Colorado.**



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

El campo contaba con 15 pozos activos, 3 pozos con producción intermitente y con 17 pozos parados por trabajos de mantenimiento. El estado actual y la producción de los pozos se muestran a continuación en las tablas Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3.

**Tabla 1. Pozos Activos.**

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

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

**Tabla 2. Pozos Intermitentes.**

<b>POZOS INTERMITENTES (3)</b>	<b>NETO BOPD</b>	<b>AGUA BPD</b>	<b>BRUTO BPD</b>
<b>COL 11</b>	2	0	1
<b>COL 31</b>	8	0	8
<b>COL 76</b>	3	0	3
<b>PRODUCCIÓN TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>12</b>

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

**Tabla 3. Pozos en mantenimiento.**

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

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

### 3. PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA

El sistema CTGL, como se expuso anteriormente, puede traer beneficios a la producción de un campo petrolero en materia de reducción de costos, gracias a su versatilidad. El campo Colorado, trabaja con problemas asociados a la precipitación de compuestos orgánicos, por lo que una parte considerable de los ingresos, son utilizados para la realización de trabajos de reacondicionamiento. Una reducción de los costos de mantenimiento ayudaría enormemente a la producción del campo en general, por esta razón, vale la pena estudiar la implementación de este nuevo sistema de levantamiento para analizar los posibles beneficios que puede traer su aplicación.

Implementar el sistema de *gas lift* en un pozo, representa un costo de inversión inicial significativamente alto, debido a la gran cantidad de equipos necesarios, como compresores, facilidades para tratamiento del gas y la construcción de las líneas para abastecer el sistema. No es viable proponer una inversión para convertir todos los pozos del campo a este nuevo sistema de levantamiento, por lo que es necesario plantear un piloto para estudiar los beneficios que trae a un pozo o un pequeño grupo de estos.

El campo escuela Colorado, cuenta actualmente con tres pozos con flujo intermitente, lo que quiere decir, que su producción no es continua, sino que se efectúa una vez la columna de fluidos de cada uno es lo suficientemente alta para hacer rentable extraer el crudo. El sistema de *gas lift* puede configurarse para una producción intermitente que inyecta gas de manera cíclica, una vez que la columna de fluidos del pozo llega a los niveles deseados, y al no inyectar gas de manera continua, puede reducir en gran manera la cantidad necesaria para realizar el levantamiento. El sistema CTGL, como anteriormente se ha descrito, es un sistema de fácil extracción y corrida dentro del pozo, y brinda la posibilidad de ser utilizado en otros pozos una vez que sus servicios no son necesarios.

Buscando aprovechar las capacidades que brinda la tecnología, y considerando las condiciones en las que se encuentran los pozos antes mencionados, en éste trabajo se plantea un proyecto piloto de implementación que involucre la utilización de un sistema CTGL en los pozos con flujo intermitente del campo escuela Colorado.

Los pozos Colorado-11, Colorado-31 y Colorado-76, son los catalogados como intermitentes, y se encuentran situados a una corta distancia entre ellos, lo que puede facilitar en gran medida la implementación de un piloto de *gas lift* al reducir la longitud de las líneas de gas y las pérdidas de presión en estas. Estos pozos también cuentan con completamientos bastante parecidos, compuestos por revestimiento de 6 5/8 in y un tubing de 2 7/8 in, lo que beneficia la idea de utilizar un sistema de levantamiento con las mismas características que funcione para los tres pozos al tiempo.

El piloto consistiría en una unidad de *Coiled Tubing*, que se encargue de correr el sistema CTGL en cada pozo intermitente, una vez su columna de fluidos se encuentre en un nivel óptimo para su producción, y repetir los ciclos periódicamente. El sistema sería alimentado por el gas que se produce en el campo, e inyectado con un único compresor con la capacidad de suministrar el gas a presión necesario para todos los pozos involucrados.

## 4. DISEÑO DEL SISTEMA

El diseño del sistema CTGL no es muy diferente del diseño de un sistema convencional de *gas lift*. Los pasos a seguir y las ecuaciones que se utilizan son las mismas, solo que hay que tener en cuenta que el sistema utilizará como canales de flujo el *tubing* y la tubería flexible, en contraste, a los diseños normales (*tubing* y *casing*).

El diseño de este sistema se hará siguiendo el modelo de un sistema de *gas lift* intermitente, en el cual la inyección de gas se hará de manera periódica y con una cantidad necesaria para el levantamiento de la columna de fluidos.

### 4.1. VOLUMEN DEL GAS DE INYECCIÓN

El volumen de gas necesario para ejecutar un ciclo de inyección en un sistema intermitente de *gas lift*, es igual al gas necesario para llenar el espacio de la tubería bajo la columna de líquidos para que estos lleguen a superficie<sup>16</sup>. Para calcular el volumen necesario se utiliza la ecuación:

$$V_{ciclo} = A_t L_{val} \frac{P_{tub}}{14.7} \frac{520}{Z_{tub} T_{tub}} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

$V_{ciclo}$  = volumen de gas inyectado por ciclo (scf).

$A_t$  = Área transversal de la tubería (ft<sup>2</sup>).

$L_{val}$  = Profundidad de la válvula de subsuelo (ft).

$P_{tub}$  = Presión absoluta promedio en la tubería al momento de realizar la inyección (psi).

---

<sup>16</sup> HERNANDEZ, A. *Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design and Troubleshooting*. Gulf Professional Publishing, 2016. p.487.

$T_{tub}$  = Temperatura promedio en la tubería al momento de realizar la inyección (°R)

$Z_{tub}$  = Factor de compresibilidad del gas a las condiciones de  $P_{tub}$  y  $T_{tub}$ .

## 4.2. VOLUMEN DE LÍQUIDO

El volumen que se produce de líquido es igual al que se encuentra disponible en la columna acumulada en el fondo de pozo, y se calcula con la ecuación:

$$V_{oil} = HA_t \frac{1}{5,615} \left[ 1 - \left( \frac{L_{val}}{1000} \right) F \right] \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

$V_{oil}$  = Volumen de aceite producido (bbl).

H = Altura de la columna de fluidos en fondo de pozo (ft).

$A_t$  = Área transversal de la tubería (ft<sup>2</sup>).

$L_{val}$  = Profundidad de la válvula de subsuelo (ft).

F = Factor de escurrimiento.

El factor de escurrimiento es una medida de la cantidad de aceite que se queda en fondo sin producirse durante un ciclo de inyección, su valor va desde 0 a 1, y expresa el porcentaje del volumen que se escurre por cada 1000 ft de profundidad de inyección<sup>17</sup>.

## 4.3. RELACIÓN GAS-LÍQUIDO

La relación Gas-Líquido (GOR) que se obtiene en la producción viene dada por la relación entre el caudal de gas inyectado y el fluido producido, y se calcula con la expresión:

---

<sup>17</sup> Ibid., p.488.

$$R_{gli} = \frac{V_{ciclo}}{V_{oil}} \quad (\text{Ec. 3})$$

#### 4.4. POTENCIA DEL COMPRESOR

El último paso para completar el diseño del sistema, es calcular la potencia que necesita el compresor para inyectar el gas a fondo de pozo, esta debe ser lo suficientemente alta para que el gas circule y empuje el fluido hasta la superficie con el menor escurrimiento posible. La potencia de un compresor de gas, está ligada al caudal inyectado y a la relación de compresión que existe entre la presión de succión y la presión de descarga del gas en fondo. La potencia se calcula con la ecuación<sup>18</sup>:

$$Hp = 0,223 \times Q_g \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{0,2} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

Hp = Potencia del compresor (Hp).

Q<sub>g</sub> = Caudal de gas de inyección (Mscfd).

P<sub>1</sub> = Presión de succión del gas (psia).

P<sub>2</sub> = Presión de inyección del gas (psia)

La presión de inyección del gas se estima como un valor igual al de la presión de fondo fluyendo (P<sub>wf</sub>)<sup>19</sup>, debido a que esta es la presión que ejerce la columna a la profundidad de la válvula de inyección, y debe ser vencida para lograr desplazarla. Esta presión de descarga es la que brinda el compresor en superficie, por lo que

---

<sup>18</sup> NIND, T. E. W.; CABRERA, José Angel Gómez. *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. Limusa, 1987. p.221.

<sup>19</sup> Ibid., p.220.

se debe estimar un tanto mayor para mitigar los efectos de pérdidas por fricción en su recorrido hasta el fondo de pozo.

La potencia de un compresor también se ve afectada por la eficiencia del proceso, haciendo necesario sobreestimar la potencia calculada para que cumpla con la requerida para realizar la inyección. La potencia real requerida por el compresor se calcula con la ecuación:

$$Hp_{real} = \frac{Hp \times 100}{\%EF} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

$Hp_{real}$  = Potencia real requerida por el compresor (Hp)

$\%EF$  = Porcentaje de eficiencia del sistema de compresión.

#### **4.5. APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO**

Como se dijo anteriormente, el diseño del sistema CTGL se realizará para los pozos intermitentes Col-11, Col-31 y Col -76. En la Para realizar éste diseño, es necesario establecer ciertas consideraciones previas. La primera, es asumir que la válvula de inyección de gas estará ubicada a una distancia de 30 ft por encima de la TVD del tubing como un factor de seguridad, esto con el fin de levantar la mayor columna posible sin tener complicaciones en la producción. La segunda, es asumir que la presión de inyección será igual a la presión de fondo fluyendo de cada pozo, adicionando un factor de seguridad para contrarrestar los efectos de pérdidas por fricción. Y la última, es asumir que las pérdidas por escurrimiento son nulas, debido a la disminución en el área de flujo del fluido a superficie, lo que optimiza el proceso. Los datos para realizar el diseño, se encuentran en la Tabla 5.

Tabla 4 se muestran las características de cada uno de los pozos.

Para realizar éste diseño, es necesario establecer ciertas consideraciones previas. La primera, es asumir que la válvula de inyección de gas estará ubicada a una distancia de 30 ft por encima de la TVD del tubing como un factor de seguridad, esto con el fin de levantar la mayor columna posible sin tener complicaciones en la producción. La segunda, es asumir que la presión de inyección será igual a la presión de fondo fluyendo de cada pozo, adicionando un factor de seguridad para contrarrestar los efectos de pérdidas por fricción. Y la última, es asumir que las pérdidas por escurrimiento son nulas, debido a la disminución en el área de flujo del fluido a superficie, lo que optimiza el proceso<sup>20</sup>. Los datos para realizar el diseño, se encuentran en la Tabla 5.

**Tabla 4. Características de los pozos candidatos.**

<b>Pozo</b>	<b>Col-11</b>	<b>Col-31</b>	<b>Col-76</b>
<b>Q [BPD]</b>	1	8	3
<b>API [°]</b>	39	39	39
<b>PY [psi]</b>	1200	1200	1541
<b>CHP [psi]</b>	0,8	2	1
<b>THP [psi]</b>	50	50	50
<b>Pwf [psi]</b>	619	936	650
<b>Tyto [°F]</b>	174	174	174
<b>Tubería [in]</b>	2 7/8	2 7/8	2 7/8
<b>TVD [ft]</b>	4053	4154	5833
<b>Sumergencia [ft]</b>	3005	2435	1782

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

<sup>20</sup> MAGGIOLO, R. Gas Lift Básico. ESP Oil International Training Group. Maracaibo, Venezuela. Marzo 2004. p.15.

**Tabla 5. Datos para el diseño del sistema CTGL.**

Pozo	Col-11	Col-31	Col-76
<b>P<sub>yto</sub> [psi]</b>	1200	1200	1541
<b>THP [psi]</b>	50	50	50
<b>P<sub>iny</sub> [psi]</b>	669	986	700
<b>T<sub>yto</sub> [°R]</b>	634	634	634
<b>A<sub>t</sub> [in<sup>2</sup>]</b>	0,0325	0,0325	0,0325
<b>L<sub>val</sub> [ft]</b>	4023	4124	5813
<b>H [ft]</b>	3005	1305	5325

Fuente: Autor.

Con lo anterior, se procede a utilizar la ecuación 1 para calcular el volumen de gas necesario por ciclo. Para ilustrar el diseño, se toma el pozo Col-11.

$$V_{ciclo} = (0,0325)(4023) \frac{(669)}{14,7} \frac{520}{(0,8)(634)} \quad (\text{Ec. 6})$$

$$V_{ciclo} = 6,1 \text{ [Mscf]}$$

A las condiciones de presión y temperatura del pozo Col-11, el volumen necesario para desplazar la columna de líquido es de 6,1 Mscf por ciclo de inyección.

Luego, se utiliza la ecuación 2 para el cálculo del volumen de aceite en la columna del pozo. Como los pozos han estado inactivos durante todo el tiempo luego del cierre, para este cálculo se utiliza el dato de la columna máxima registrada asumiendo que el aceite se ha acumulado durante todo este lapso.

$$V_{oil} = (3005)(0,0325) \frac{1}{5,615} \left[ 1 - \left( \frac{4023}{1000} \right) (0) \right] \quad (\text{Ec. 7})$$

$$V_{oil} = 17,4 \text{ [bbl]}$$

La columna puede contener 17,4 barriles de crudo, que sería lo producido en un ciclo de inyección. Con los datos anteriores, se calcula la relación gas-líquido de la producción utilizando la ecuación 3.

$$R_{gli} = \frac{6100}{17,4} \quad (\text{Ec. 8})$$

$$R_{gli} = 350,7 \text{ [scf/STB]}$$

El siguiente paso es diseñar el compresor de gas necesario para suministrar el gas a fondo de pozo a la presión requerida. Como se puede ver en la ecuación, se debe contar con el caudal de inyección de gas para poder realizar el cálculo de la potencia del equipo. El valor del volumen de gas necesario por ciclo no da un valor de caudal de inyección debido a que no expresa un flujo por unidad de tiempo, por lo que es necesario calcular este dato de una manera diferente.

Para efectos prácticos, se estima que el gas debe ser inyectado a una velocidad de 1000 ft/min dentro del pozo para asegurar un buen desplazamiento<sup>21</sup>. Al tener un dato de velocidad, es posible calcular el caudal con el que se inyectará el gas en la tubería con el dato de su área transversal.

$$Q_g = Vel_g \times A_t \quad (\text{Ec. 9})$$

$$Q_g = 1000 \times (0,0325) \quad (\text{Ec. 10})$$

$$Q_g = 32,5 \text{ [scf/min]}$$

---

<sup>21</sup> HERNANDEZ, A. *Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design and Troubleshooting*. Gulf Professional Publishing, 2016. p.483.

$$Q_g = 46,8 \text{ [Mscfd]}$$

Con lo anterior, tenemos que el caudal de inyección de gas a fondo es de 46,8 Mscfd, y es igual para los tres pozos.

Teniendo el dato del caudal necesario, procedemos a calcular el caballaje del compresor con la ecuación 4.

$$Hp = 0,223 \times 46,8 \left[ \left( \frac{669}{50} \right)^{0,2} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 11})$$

$$Hp = 7,1 \text{ [Hp]}$$

La potencia teórica del compresor, es de 7,1 Hp, sin embargo, se debe hallar la potencia real del compresor asumiendo que no es 100% eficiente. Como factor de seguridad, se asume una eficiencia del 75% en el trabajo del compresor. Con la ecuación 5 calculamos el caballaje real del compresor.

$$Hp_{real} = \frac{7,1 \times 100}{75} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$Hp_{real} = 9,5 \text{ [Hp]}$$

Conociendo el caudal de inyección de gas, y el volumen total necesario para realizar el desplazamiento, es posible calcular el tiempo que tarda en ejecutarse cada ciclo de producción.

$$t = \frac{V_{gas}}{Q_g} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$t = \frac{6,1 \text{ Mscf}}{46,8 \text{ Mscfd}} \times \frac{24h}{1 \text{ día}} \quad (\text{Ec. 14})$$

$$t = 3,13 \text{ [horas]}$$

El ciclo de inyección para el primer pozo tarda aproximadamente 3 horas y 8 minutos en desplazar la columna de líquidos a superficie.

Los parámetros calculados para todos los pozos se muestran en la Tabla 6. No existe una gran diferencia entre los diseños, debido a que los completamientos son bastante parecidos.

**Tabla 6. Resultados del diseño de los pozos.**

Pozo	Col-11	Col-31	Col-76
<b>V<sub>gas</sub> [Mscf]</b>	6,1	9,2	8,8
<b>Q<sub>o</sub> [BPD]</b>	17,4	7,6	30,8
<b>R<sub>gli</sub> [scf/STB]</b>	350,7	1220,2	284,2
<b>Q<sub>gas</sub> [Mscfd]</b>	46,8	46,8	46,8
<b>H<sub>p</sub>teórico [Hp]</b>	7,1	8,5	7,3
<b>H<sub>p</sub>real [Hp]</b>	9,5	11,3	9,7
<b>T<sub>iny</sub> [horas]</b>	3,13	4,73	4,49

Fuente: Autor.

#### **4.6. COILED TUBING**

Para un último se selecciona una tubería flexible por la cual se inyectará el gas al fondo de pozo. El diámetro de la tubería será igual para todos los pozos, debido a que poseen completamientos bastante parecidos. El *Coiled Tubing* representa el medio de entrada del gas hacia el pozo, y este debe ser lo suficientemente

resistente para soportar las presiones que se manejan. En el Anexo F se encuentra una tabla con las características de la tubería flexible para diferentes diámetros y espesores de pared, en la que se observa que cualquier diámetro es capaz de resistir las presiones del sistema CTGL.

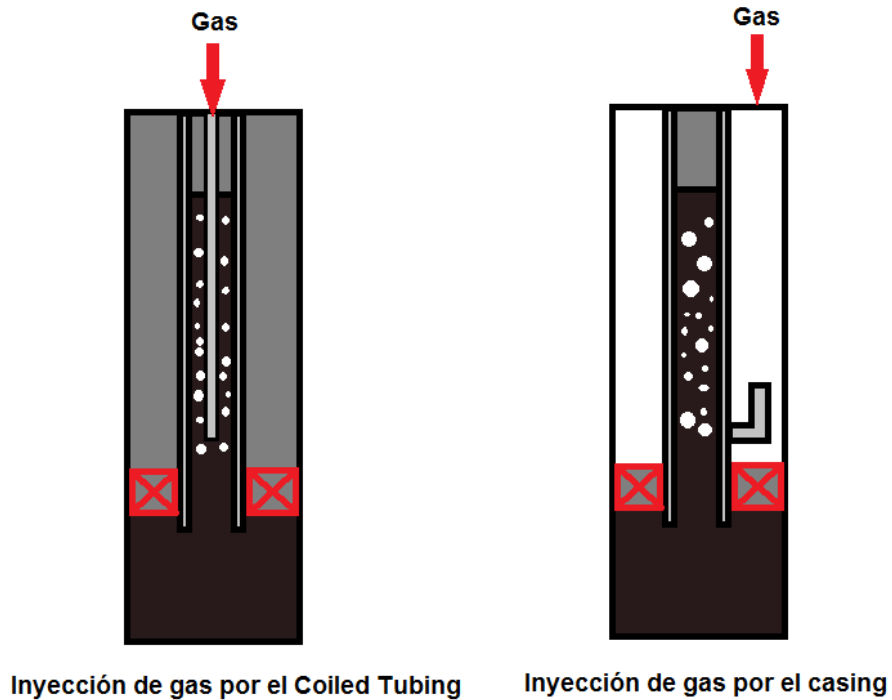
Para la realización del piloto se propone la utilización de un *Coiled Tubing* CT70 de 1 in, ya que proporciona una mayor área de flujo por el anular, y además representa un costo de inversión menor.

#### **4.7. AHORRO DEL GAS DE INYECCIÓN**

El sistema de *gas lift* intermitente, tiene como objetivo empujar la columna de líquidos en el pozo hasta superficie, y la cantidad de gas inyectada debe ser precisa para poder cumplir con este objetivo. Teniendo en cuenta de que el volumen necesario, debe ser igual al volumen total de la tubería que recorrerá desde superficie a fondo y viceversa, se puede comparar el gas utilizado en un completamiento normal con el que se utiliza en el sistema CTGL intermitente.

Si se tratara de un completamiento con *gas lift* convencional, en el que el gas se inyecta por el anular entre el *tubing* y el *casing*, el espacio que debe llenar el gas aumenta debido al diámetro de la tubería. En la Figura 15 se aprecia la diferencia que existe entre ambos sistemas, y se observa que el gas necesario para realizar un ciclo con una configuración convencional requiere una mayor cantidad de gas al adicionar el volumen de llenado del revestimiento.

**Figura 15. Diferencia entre el sistema convencional y el sistema CTGL.**



Fuente: Autor.

La Tabla 7 muestra las características del pozo Col-11 para realizar el diseño del sistema aplicado a un completamiento convencional, con la inyección de gas a través del revestimiento. Utilizando las ecuaciones de diseño, aplicándolas a las características del pozo, obtenemos los resultados para el sistema. En la Tabla 8, se comparan los resultados con los obtenidos anteriormente para el sistema CTGL.

La columna de líquidos en fondo se acumula en el tubing en ambos casos, por lo que su volumen no varía en ninguno de ellos al conservar el mismo diámetro, por lo que en ambos casos, el volumen de aceite producido será el mismo. Lo único que cambia en el diseño es el volumen necesario para el desplazamiento de la columna, sin embargo, se observa que este pequeño cambio representa un ahorro de más del 70% en el volumen de gas si se utiliza el diseño con CTGL.

**Tabla 7. Características del pozo Col-11.**

Pozo	Col-11
$P_{yto}$ [psi]	1200
THP [psi]	50
$P_{iny}$ [psi]	669
$T_{yto}$ [°R]	634
$OD_{casing}$ [in]	6 5/8
$A_t$ [in <sup>2</sup> ]	0,153
$L_{val}$ [ft]	4023
H [ft]	3005

Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

**Tabla 8. Diseño del *gas lift* intermitente para completamiento convencional comparado con el sistema CTGL.**

Pozo Col-11	Convencional	CTGL
$V_{gas}$ [Mscf]	28,7	6,1
$Q_{gas}$ [Mscfd]	219,9	46,8
$H_{p_{teórico}}$ [Hp]	33,3	7,1
$H_{p_{real}}$ [Hp]	44,5	9,5

Fuente: Autor.

## 5. ESTRATEGIA DE PRODUCCIÓN

Para producir aceite de un pozo intermitente es necesario establecer los ciclos de inyección de gas y el lapso de tiempo que transcurrirá entre cada uno. Para esto, es necesario establecer la altura óptima de la columna para el levantamiento. En campo, el sistema de *gas lift* intermitente cuenta con un sensor de nivel que se activa automáticamente cuando la columna llega a un nivel deseado, realizando el ciclo de inyección. Sin embargo, con la información disponible de los pozos seleccionados, no es posible definir exactamente el tamaño óptimo de la columna debido a que no existe un registro del nivel de llenado a condiciones estáticas de pozo, lo que hace imposible definir exactamente el tiempo que esta tarda en llenarse completamente.

Para este caso, el llenado de la columna de fluidos se estima teniendo en cuenta los factores que afectan el llenado tales como el índice de productividad del pozo, la presión hidrostática de la columna actual, la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

El índice de productividad de un pozo indica el volumen en barriles por día que este aporta a una presión de fondo fluyendo determinada, y no varía con los cambios que ocurren en el estado mecánico. La ecuación que define el índice de productividad de un pozo es:

$$IP = \frac{Q_o}{P_y - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde:

IP = Índice de productividad (BPD/psi).

$P_y$  = Presión de yacimiento (psi).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo.

Despejando la ecuación, se obtiene el volumen que aporta el pozo en una unidad de tiempo.

$$Q_o = IP(P_y - P_{wf}) \quad (\text{Ec. 16})$$

Con el área transversal de la tubería, y con el volumen que está contenido en el pozo, se puede calcular el tamaño de la columna de fluidos con la siguiente ecuación:

$$H = \frac{Q_o}{A_t} \quad (\text{Ec. 17})$$

Con esta altura de columna, junto con la densidad del fluido, es posible calcular la presión que ejerce esta en el fondo del pozo utilizando la ecuación 9.

$$P = 0,052\rho_o H \quad (\text{Ec. 18})$$

Donde:

$\rho$  = Densidad del aceite (lb/gal)

La columna de fluidos acumulada también ejerce una presión adicional hacia el fondo de pozo, por lo que esto disminuirá el aporte al disminuir la diferencia entre la presión de fondo y la presión de yacimiento. Esto hace necesario calcular cada valor en un intervalo de tiempo para modelar el comportamiento del llenado de la columna en el pozo.

Para ilustrar la estimación del comportamiento de la columna con el tiempo, se utiliza el pozo Col-11 para realizar los cálculos necesarios. Las características para calcular la columna de líquidos, se encuentran en la Utilizando el procedimiento anterior, se calcula el llenado de la columna con relación al tiempo transcurrido en intervalos de un día. La Tabla 10 muestra la variación de los

parámetros calculados con relación al tiempo transcurrido. La Figura 16 muestra un gráfico con el comportamiento del llenado de la columna.

Los pozos Col-31 y Col-76, presentan el comportamiento de llenado mostrado en las figuras Figura 17 y Figura 18 respectivamente. El crecimiento desacelera con respecto al tiempo, hasta llegar a un volumen máximo cuando la presión de la columna y la presión de fondo fluyendo igualan a la presión del yacimiento.

Tabla 9. Utilizando el procedimiento anterior, se calcula el llenado de la columna con relación al tiempo transcurrido en intervalos de un día. La Tabla 10 muestra la variación de los parámetros calculados con relación al tiempo transcurrido. La Figura 16 muestra un gráfico con el comportamiento del llenado de la columna.

Los pozos Col-31 y Col-76, presentan el comportamiento de llenado mostrado en las figuras Figura 17 y Figura 18 respectivamente. El crecimiento desacelera con respecto al tiempo, hasta llegar a un volumen máximo cuando la presión de la columna y la presión de fondo fluyendo igualan a la presión del yacimiento.

**Tabla 9. Características del pozo Col-11.**

Pozo	Col-11
IP [BPD/psi]	0,0034
$P_y$ [psi]	1200
$P_{wf}$ [psi]	619
°API	39
$\rho_o$ [lb/gal]	6,91
$A_t$ [ft <sup>2</sup> ]	0,0325

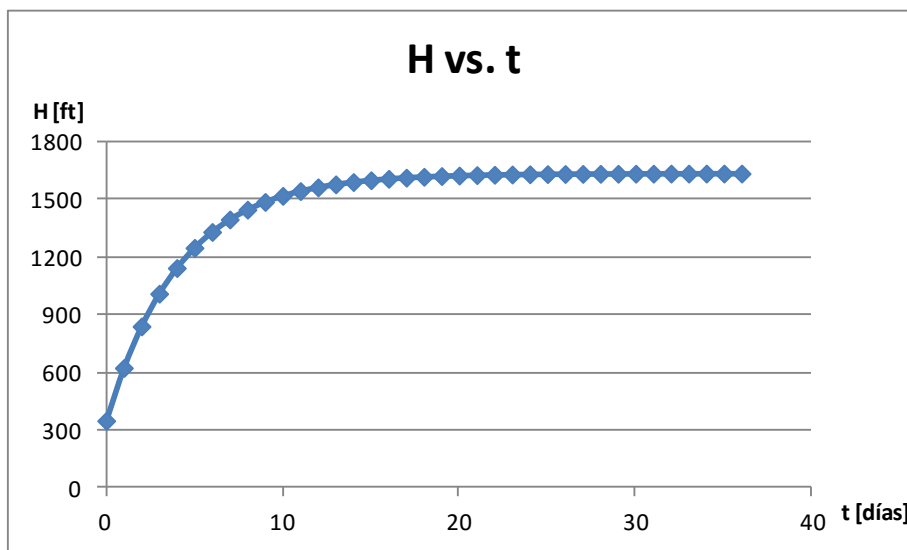
Fuente: Autor.

**Tabla 10. Cálculo de la variación de la columna de fluidos en el pozo.**

t [días]	V <sub>o</sub> [BBL]	H [ft]	P [psi]
0	0,00	0,00	612,00
1	2,02	349,46	737,64
2	3,61	624,26	836,43
3	4,86	840,33	914,12
4	5,85	1010,24	975,20
5	6,62	1143,84	1023,24
6	7,23	1248,90	1061,01
7	7,71	1331,50	1090,71
8	8,08	1396,46	1114,06
9	8,38	1447,54	1132,42
10	8,61	1487,70	1146,86
11	8,79	1519,28	1158,22
12	8,94	1544,11	1167,14
13	9,05	1563,64	1174,16
14	9,14	1579,00	1179,69
15	9,21	1591,07	1184,03
16	9,26	1600,56	1187,44
17	9,31	1608,03	1190,12
18	9,34	1613,90	1192,23

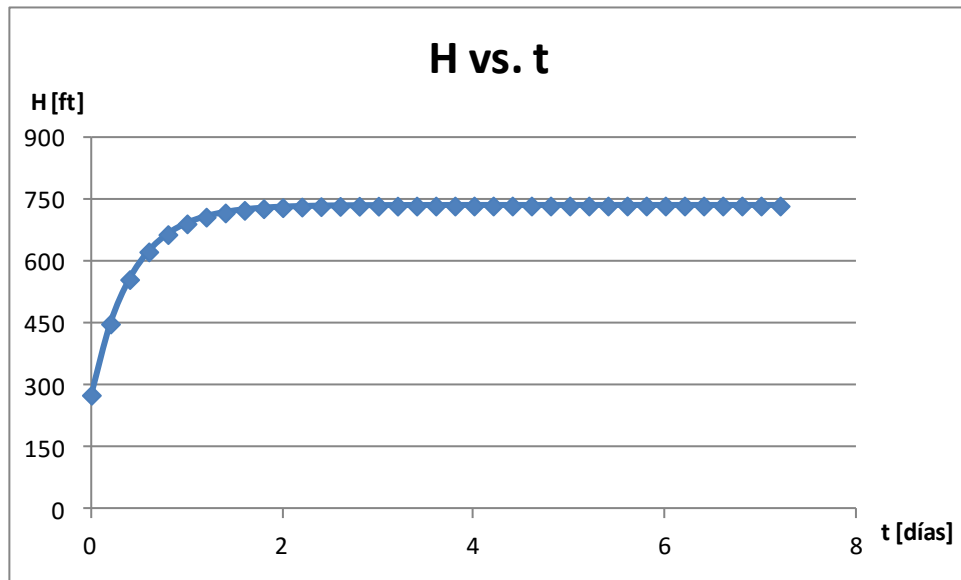
Fuente: Autor.

**Figura 16. Altura de la columna de fluidos con el tiempo para el pozo Col-11.**



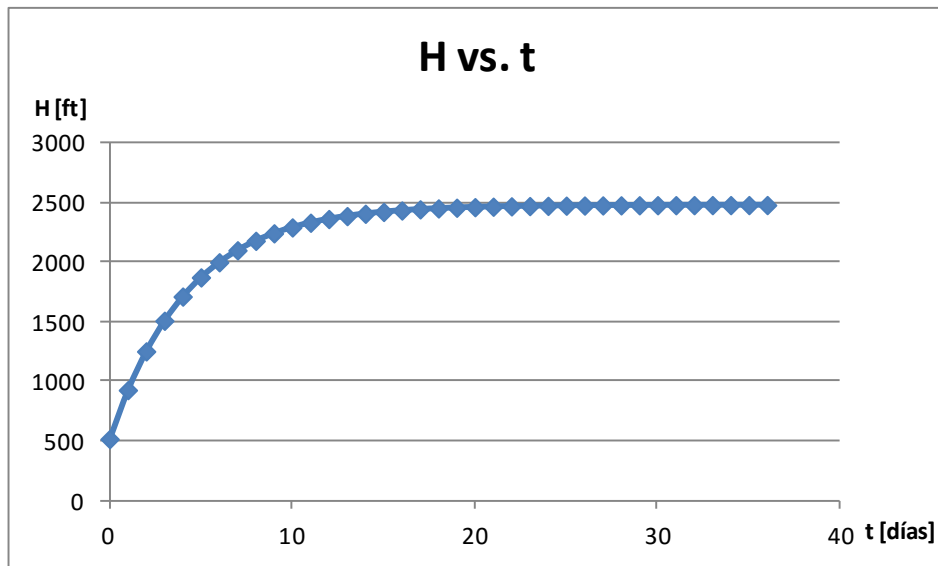
Fuente: Autor.

**Figura 17. Altura de la columna de fluidos con el tiempo para el pozo Col-31.**



Fuente: Autor.

**Figura 18. Altura de la columna de fluidos con el tiempo para el pozo Col-76.**



Fuente: Autor.

Habiendo estimado el comportamiento de la columna de fluidos, se puede establecer una columna óptima para la realización del ciclo, la cual será diferente para cada pozo evaluado.

Como se puede ver en las figuras Figura 16, Figura 17 y Figura 18, el comportamiento de la afluencia de cada pozo es diferente. Los pozos Col-11 y Col-76, presentan un llenado considerable hasta los 10 días en estado estático, luego de este tiempo, el aporte diario no es muy alto, tanto así que se necesita un tiempo de 5 días para aumentar la columna en solo unos 200 ft aproximadamente. Por lo último se establece el tiempo de ciclo de 10 días para ambos pozos.

El pozo Col-31 presenta un comportamiento diferente de los pozos antes mencionados al tener un índice de productividad mayor, de manera que puede alcanzar gran parte de su columna óptima en tan solo un día en estado estacionario. Lo anterior hace que no sea posible compartir el sistema de levantamiento con los otros pozos por cuestiones de tiempo entre los ciclos, y por consiguiente, queda descartado de la estrategia de producción planteada.

## 6. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

Una vez que se instale el nuevo sistema, se espera un cambio en la producción de los pozos, tanto en el completamiento como en la producción. También se esperan cambios en el rendimiento energético.

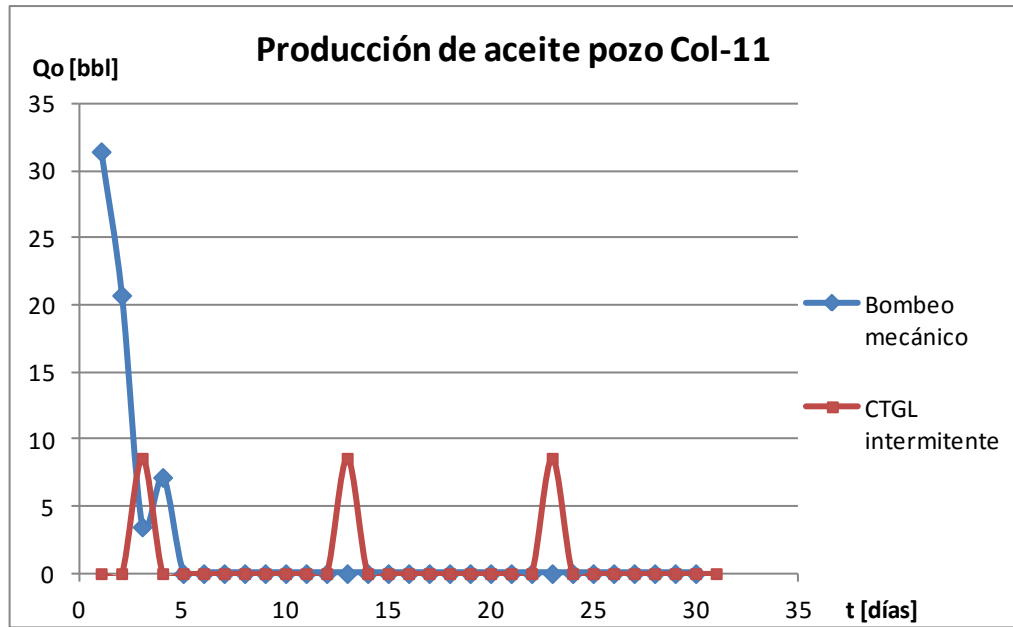
### 6.1. CAMBIO EN LA PRODUCCIÓN

El sistema CTGL intermitente produce líquido por baches, al inyectar cíclicamente gas hacia el tubing por medio del *Coiled Tubing*. Los pozos Col-11 y Col-76, al ser cambiados a este sistema, producirán aceite en intervalos determinados de tiempo. Como se mencionó anteriormente, el levantamiento se hará cada 10 días, produciendo el volumen esperado según el cálculo del llenado de la columna de fluidos.

En las figuras Figura 19 y Figura 20 se observan los gráficos de la producción esperada en un mes para ambos sistemas de levantamiento. Estos se pueden comparar y ver las diferencias que presentan.

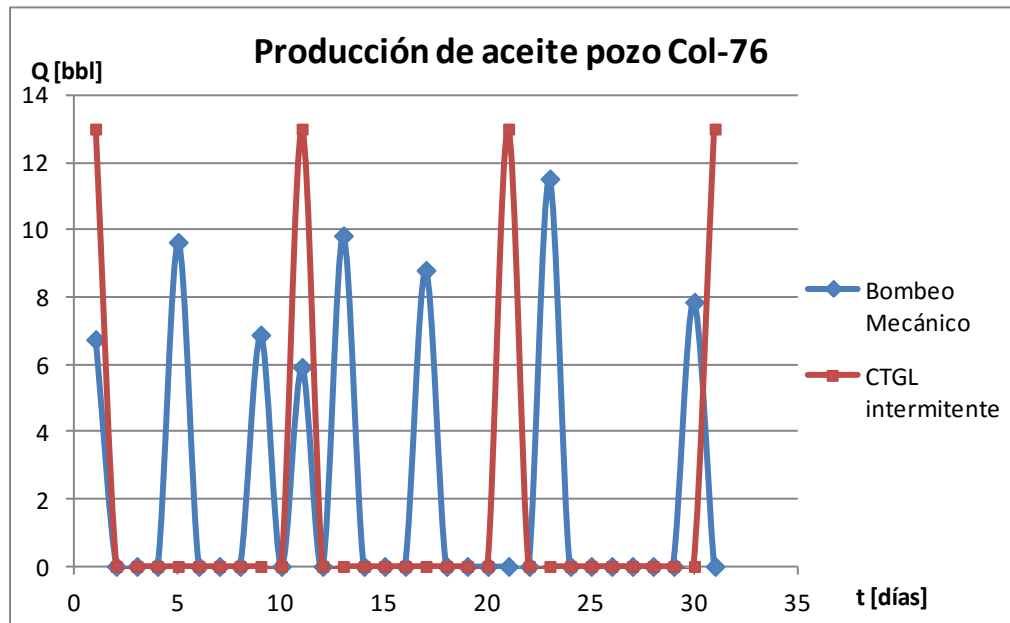
El pozo Col-11, presenta una alta producción al principio del mes, y luego de días vuelve a caer a cero hasta el final de este, con una producción total de aproximadamente 63 bbl. Con el sistema CTGL intermitente, la producción llega a un máximo constante de 6,5 bbl que serán producidos 3 veces al mes, cada 10 días, lo que suma un acumulado de 19,5 bbl. Lo que indica que el sistema de levantamiento actual es capaz de producir más de 3 veces lo que producirá el sistema CTGL. Esto último puede ser causado debido a que el pozo estuvo cerrado por un tiempo considerable antes de la producción.

**Figura 19. Producción del pozo Col-11 con ambos sistemas de levantamiento.**



Fuente: Autor

**Figura 20. Producción del pozo Col-11 con ambos sistemas de levantamiento.**



Fuente: Autor

El pozo Col-76, en cambio, presenta una producción intermitente más notable, produciendo hasta 8 veces al mes con bombeo mecánico, con un total de 67 bbl. Con el cambio al sistema de *gas lift*, el pozo producirá de 4 a 3 veces por mes un volumen de 13 bbl por ciclo de inyección, completando un total de hasta 52 bbl. El volumen también es menor en este caso por 15 bbl de crudo.

## **6.2. CAMBIO ENERGÉTICO**

La energía que se emplea en la producción del aceite está ligada al gasto que generan los equipos empleados en el sistema de levantamiento utilizado. En el caso de los pozos tratados, utilizan unidades de bombeo mecánico con motores de entre 10 y 15 Hp, que se mantienen en funcionamiento durante varias horas. El sistema CTGL intermitente utiliza gas comprimido que es proporcionado desde un compresor de 10 Hp que se utiliza para drenar ambos pozos al tiempo, y se mantienen en funcionamiento durante la ejecución de un ciclo de inyección.

Es posible comparar el gasto energético que ocurre en ambos sistemas, calculándolo en base a la energía requerida para mover los motores de las unidades y el compresor, y teniendo en cuenta el tiempo de trabajo de cada uno.

Como se puede observar en la Tabla 11, el sistema CTGL intermitente produce una reducción del costo energético de 1 y 2,5 USD/bbl en la producción de los pozos Col-11 y Col-76 respectivamente. Esto se produce gracias a que los ciclos de inyección son de corta duración, llegando a funcionar muy pocas horas al mes para producir la cantidad de líquidos esperada. Las unidades de bombeo mecánico se utilizan por mucho más tiempo y por eso se eleva el costo aunque se maneje una potencia equivalente. Este cambio se vería reflejado en una reducción del Lifting Cost de los fluidos del pozo.

**Tabla 11. Costo energético mensual.**

<b>Pozo</b>	<b>Col-11</b>	<b>Col-76</b>
<b>CTGL</b>		
<b>USD/KW</b>	0,13	0,13
<b>Potencia [Hp]</b>	10	10
<b>Potencia [Kw]</b>	7,458	7,458
<b>t<sub>ciclo</sub> [horas]</b>	4	5
<b>N<sub>ciclos</sub>/mes</b>	3	3
<b>USD/ciclo</b>	3,88	4,85
<b>Costo mensual [USD]</b>	11,63	14,54
<b>USD/bbl</b>	0,45	0,28
<b>Bombeo Mecánico</b>		
<b>USD/Kw</b>	0,13	0,13
<b>Potencia [Hp]</b>	10	10
<b>Potencia [Kw]</b>	7,458	7,458
<b>t [horas]</b>	96	192
<b>Costo mensual [USD]</b>	93,08	186,15
<b>USD/bbl</b>	1,48	2,77

Fuente: Autor.

## 7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para tener una idea del comportamiento económico del proyecto, es necesario establecer un flujo de caja estimado y evaluar los indicadores financieros pertinentes del proyecto. Para realizar el análisis, se plantea un escenario en el cual los pozos Col-11 y Col-76 son convertidos al sistema de levantamiento por *Coiled Tubing Gas Lift* intermitente, compartiendo un único compresor para realizar la inyección del gas a fondo, la cual se llevará a cabo en ciclos de 10 días en cada pozo, sin cruzarse las producciones. El levantamiento se hará de 3 a 4 veces al mes. El proyecto será evaluado en un período de 2 años para analizar la rentabilidad que puede aportar durante su uso.

### 7.1. INVERSIÓN INICIAL

Para poder aplicar la tecnología en el Campo Escuela Colorado es necesario realizar una inversión inicial que incluya los costos de adecuación y la adquisición de los equipos de fondo y superficie. En la Tabla 12 se muestran los equipos que se necesitan para realizar la instalación y puesta en marcha del sistema CTGL intermitente en ambos pozos.

**Tabla 12. Costos de inversión inicial.**

Conversión a CTGL intermitente				
Item	Descripción	Cantidad	Costo por unidad	Costo total
<b>Movilización</b>	-	1	\$ 1.300,00	\$ 1.300,00
<b>Instalación</b>	CTU	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
	CT 1"	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
<b>Superficie</b>	Compresor	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
	Cabezal	2	\$ 20.000,00	\$ 40.000,00
	Válvulas	2	\$ 500,00	\$ 1.000,00
<b>Transporte</b>	Líneas	300	\$ 100,00	\$ 30.000,00
<b>Total</b>				<b>\$ 192.300,00</b>

Fuente: Autor.

El análisis financiero se hace asumiendo el costo del barril de petróleo en 45 USD, y un costo de levantamiento de 20 USD/bbl se reduce en 2 USD por el ahorro eléctrico, quedando en 18 USD/bbl. También se le resta un factor de seguridad impuesto por Ecopetrol, un impuesto de renta y un 20% de la producción por regalías. No se tiene en cuenta la declinación de la producción de los pozos, esto debido a que no se puede obtener una curva con los datos disponibles, al ser pozos con caudales inestables y contar con tiempos largos de cierre. También debido a que en solo 2 años, se realizan menos de 90 ciclos de producción, lo que no es un volumen considerable en comparación con otros pozos de flujo continuo. En la Tabla 13 se presenta el escenario de producción bajo el cual se realiza el análisis económico del proyecto.

**Tabla 13. Escenario de producción.**

<b>Servicio</b>	<b>Precio</b>
<b>Precio del crudo</b>	45 USD/bbl
<b>Impuesto de renta</b>	2,83%
<b>Regalías</b>	20%
<b>Lifting Cost</b>	20 USD/bbl
<b>Ahorro energético</b>	2 USD/bbl
<b>Factor de Ecopetrol</b>	5,54%
<b>Tasa de oportunidad</b>	12%

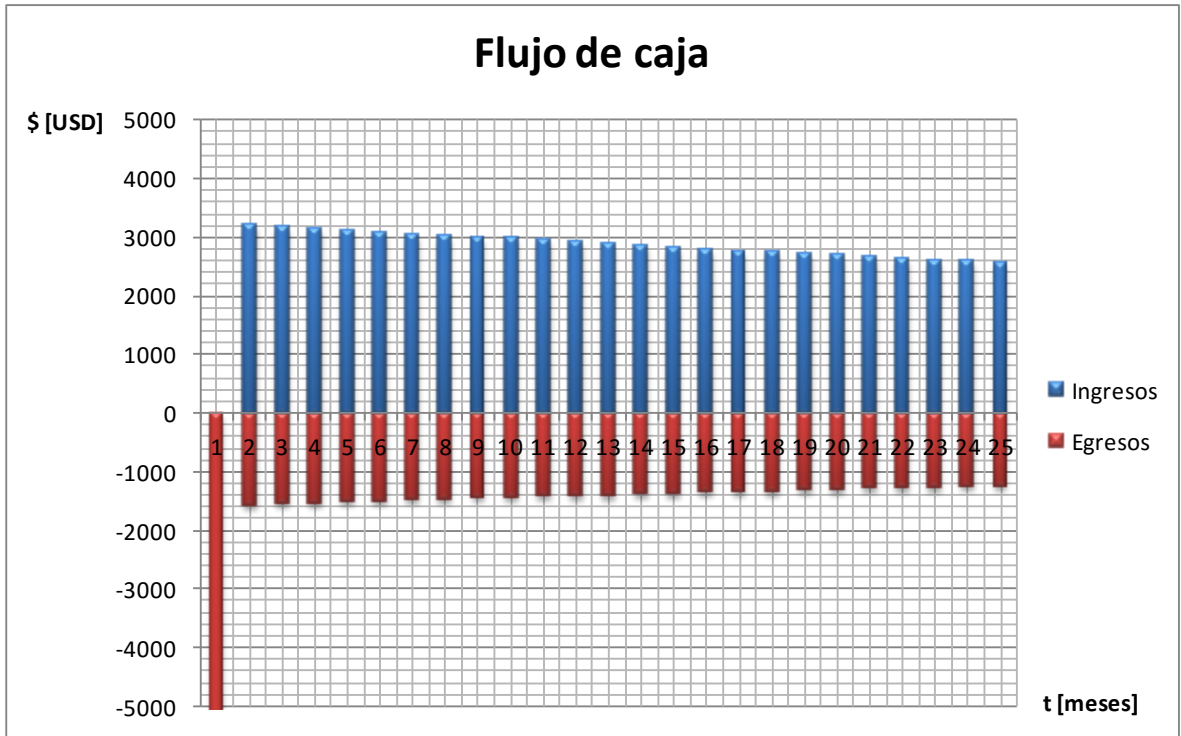
Fuente: Autor.

**Tabla 14. Flujo de caja del nuevo sistema.**

<b>Mes</b>	<b>Q<sub>o</sub> [BPM]</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Rentabilidad Mensual</b>	<b>Rentabilidad Acumulada</b>
<b>0</b>	0	\$ -	\$ -192.300	\$ -192.300	\$ -192.300
<b>1</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -190.615
<b>2</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -188.930
<b>3</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -187.246
<b>4</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -185.561
<b>5</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -183.876
<b>6</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -182.191
<b>7</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -180.506
<b>8</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -178.822
<b>9</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -177.137
<b>10</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -175.452
<b>11</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -173.767
<b>12</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -172.082
<b>13</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -170.398
<b>14</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -168.713
<b>15</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -167.028
<b>16</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -165.343
<b>17</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -163.658
<b>18</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -161.974
<b>19</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -160.289
<b>20</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -158.604
<b>21</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -156.919
<b>22</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -155.234
<b>23</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -153.550
<b>24</b>	72,00	\$ 3.240	\$ -1.555	\$ 1.685	\$ -151.865
<b>Total</b>	-	<b>\$ 77.760</b>	<b>\$ -229.625</b>	<b>\$ -151.865</b>	<b>\$ -151.865</b>

Fuente: Autor.

**Figura 21. Gráfico del flujo de caja.**



Fuente: Autor.

**Tabla 15. Indicadores financieros.**

Indicador	Valor
<b>Rentabilidad</b>	\$ -155.668
<b>VPN</b>	\$ -158.976
<b>TIR</b>	-10%
<b>RCB</b>	0,31
<b>Payback</b>	9,6 años

Fuente: Autor.

Como se puede observar, el proyecto no presenta una rentabilidad en el período de tiempo estimado, debido a que las ganancias, y el ahorro que genera el sistema son significativamente inferiores comparadas con la inversión inicial del proyecto. Si se sigue el modelo de flujo de caja planteado, se espera que el

proyecto tenga un tiempo de pago de al menos 9 años y medio, lo que lo hace inviable.

Las condiciones planteadas en el escenario, corresponden a un estado actual de crisis petrolera, con un precio del crudo bajo, lo que afecta negativamente la rentabilidad del proyecto. Con un precio estable, parecido al de los años anteriores, el proyecto podría pagarse en un plazo de 3 años. También se podría mejorar la rentabilidad del proyecto, agregando más pozos al sistema de inyección, ya que el compresor se encuentra detenido por varios días, lo que lo deja disponible para ser utilizado en otros sistemas. Por último, se observa que la producción de los pozos es muy poca, aún estando combinada, lo que le da una desventaja al proyecto en términos de ganancias.

Del análisis financiero se concluye que el proyecto de implementación del sistema de *Coiled Tubing Gas Lift* intermitente no es rentable para su utilización en los pozos Col-11 y Col-76 bajo las condiciones planteadas de inversión y operación.

## CONCLUSIONES

El sistema de levantamiento por *Coiled Tubing Gas Lift* ha sido una alternativa para recuperar la producción de pozos que de otra manera tendrían que ser cerrados debido a problemas operacionales o por alcanzar su límite económico. Este sistema brinda los beneficios de una sarta de velocidad en conjunto con los que produce el sistema de levantamiento por inyección de gas.

El requerimiento del gas de inyección para un sistema de *Gas Lift* intermitente asistido por *Coiled Tubing* es sustancialmente menor al que utilizaría un sistema convencional. Lo último debido a que el volumen bajo la columna que debe desplazarse es menor en un sistema que involucra el tubing y el *Coiled Tubing* que en uno que involucra el casing y el tubing. Esto, agregando un sistema de inyección por ciclos de corta duración, hacen que el gas requerido para el proceso sea más bajo.

El sistema CTGL puede traer beneficios asociados a la eficiencia energética empleada en el proceso de producción de los pozos. La utilización de un compresor pequeño y con una actividad de corta duración, presenta un costo energético menor comparado con las unidades de bombeo mecánico. Además, la intermitencia en la producción de los pozos hace posible intercalar el uso de un único compresor para suministrar el gas entre los pozos, lo que permite el uso de un equipo de menor capacidad y potencia para la realización de todos los ciclos de producción.

El diseño de este sistema de levantamiento puede hacerse de igual forma que un diseño de *Gas Lift* convencional, siguiendo los mismos pasos y teniendo en cuenta los mismos parámetros. La única diferencia radica en el cambio que hay en el

canal de flujo del gas, ya sea que este se inyecte por el tubing o por el *Coiled Tubing*.

La realización del proyecto piloto planteado para la implementación del sistema *Coiled Tubing Gas Lift* en el Campo Escuela Colorado, no presentó resultados rentables debido a los altos costos de inversión que este representa en comparación con los posibles beneficios que puede traer. La baja producción de los pozos, en conjunto con el bajo precio actual del petróleo crudo, afectan negativamente la economía del proyecto y se ven reflejados en un tiempo de pago cercano a los 10 años.

Si bien la implementación del sistema no presentó beneficios rentables en los escenarios planteados, no se descarta que su aplicación pueda generar una mejora en la producción y en las ganancias de un proyecto. Bajo condiciones y planteamientos diferentes, esta herramienta puede significar una alternativa para mejorar las capacidades de producción de un campo petrolero.

## **RECOMENDACIONES**

Con el objetivo de realizar un diseño más exacto, se recomienda el análisis del sistema utilizando un simulador, donde se pueda modelar el comportamiento del flujo del gas en las tuberías, analizar las pérdidas de presión por fricción y estimar el llenado de la columna de líquidos en fondo de pozo.

Estudiar escenarios diferentes donde pueda ser viable la implementación de esta tecnología, ya sea involucrando un mayor número de pozos, o estudiarla en un entorno diferente donde los costos de inversión no sean tan altos.

Realizar un proyecto que involucre la utilización del sistema de levantamiento CTGL continuo para uno, o un grupo de pozos, con el objetivo de estudiar otras configuraciones que puedan mejorar el escenario de producción actual del Campo Escuela Colorado.

## BIBLIOGRAFÍA

ALMENDRAS, J., et al. Assessment System First Gas Artificial Lift by Using (Coiled Tubing) in Punta de Mata District Production Executive East. En *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2014.

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

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

HERNANDEZ, A. *Fundamentals of Gas Lift Engineering: Well Design and Troubleshooting*. Gulf Professional Publishing, 2016.

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

MAGGIOLO, R. Gas Lift Básico. *ESP Oil International Training Group*. Maracaibo, Venezuela. 2004.

MOORE, B. K., et al. Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. En *Offshore Technology Conference*. Offshore Technology Conference, 1993. OTC 7321.

NIND, T. E. W.; CABRERA, José Angel Gómez. *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. Limusa, 1987.

TRAN, T. B., et al. Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions. *En SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable*. Society of Petroleum Engineers, 1997. SPE 38404.

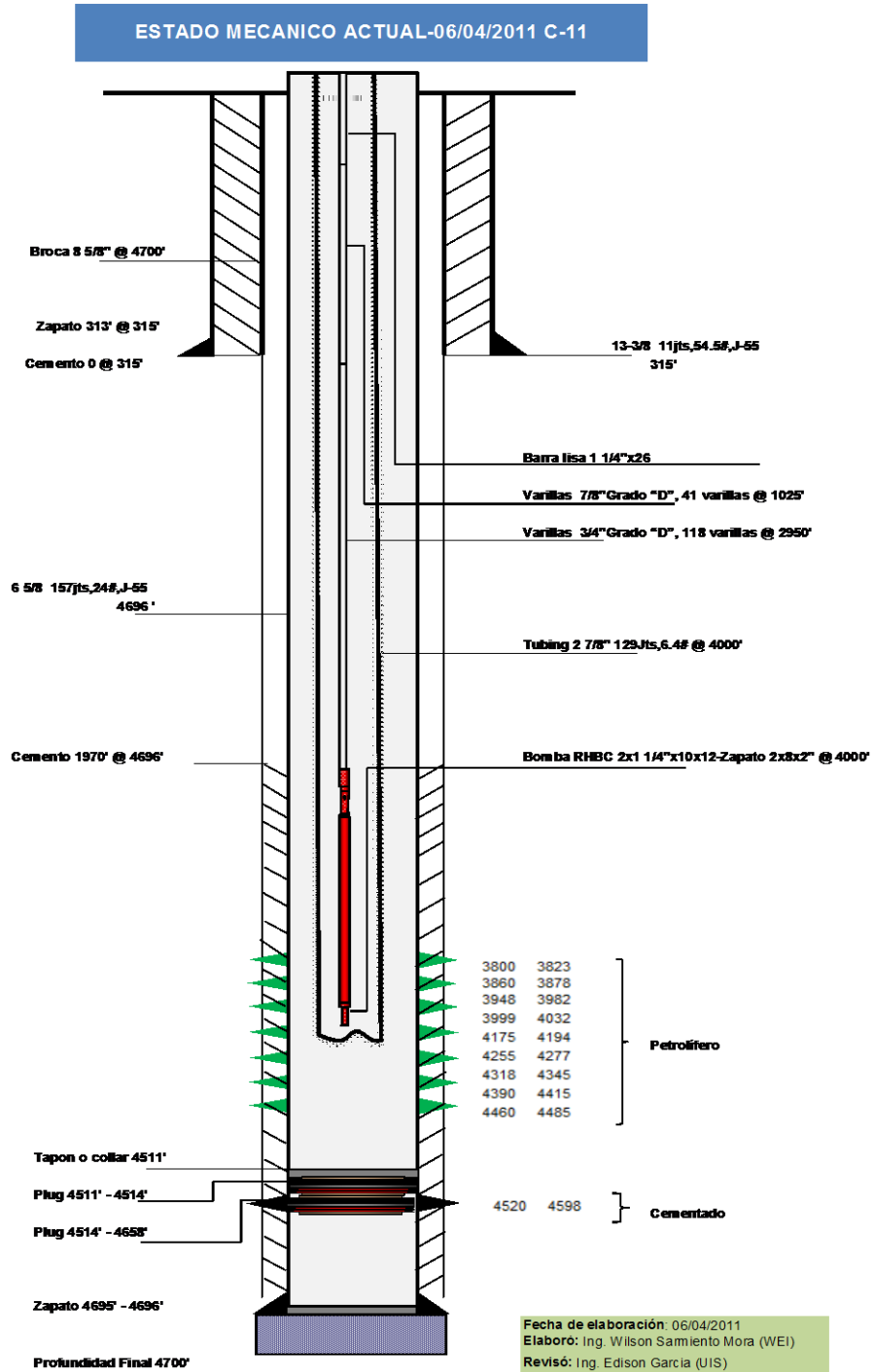
TISCHLER, Alfred, et al. Coiled-Tubing Gas Lift Reclaims 2,000 B/D of Lost Crude. *En SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2005. SPE 95682.

WALKER, E., et al. A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift Completion System. *En SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1993. SPE 23538.

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

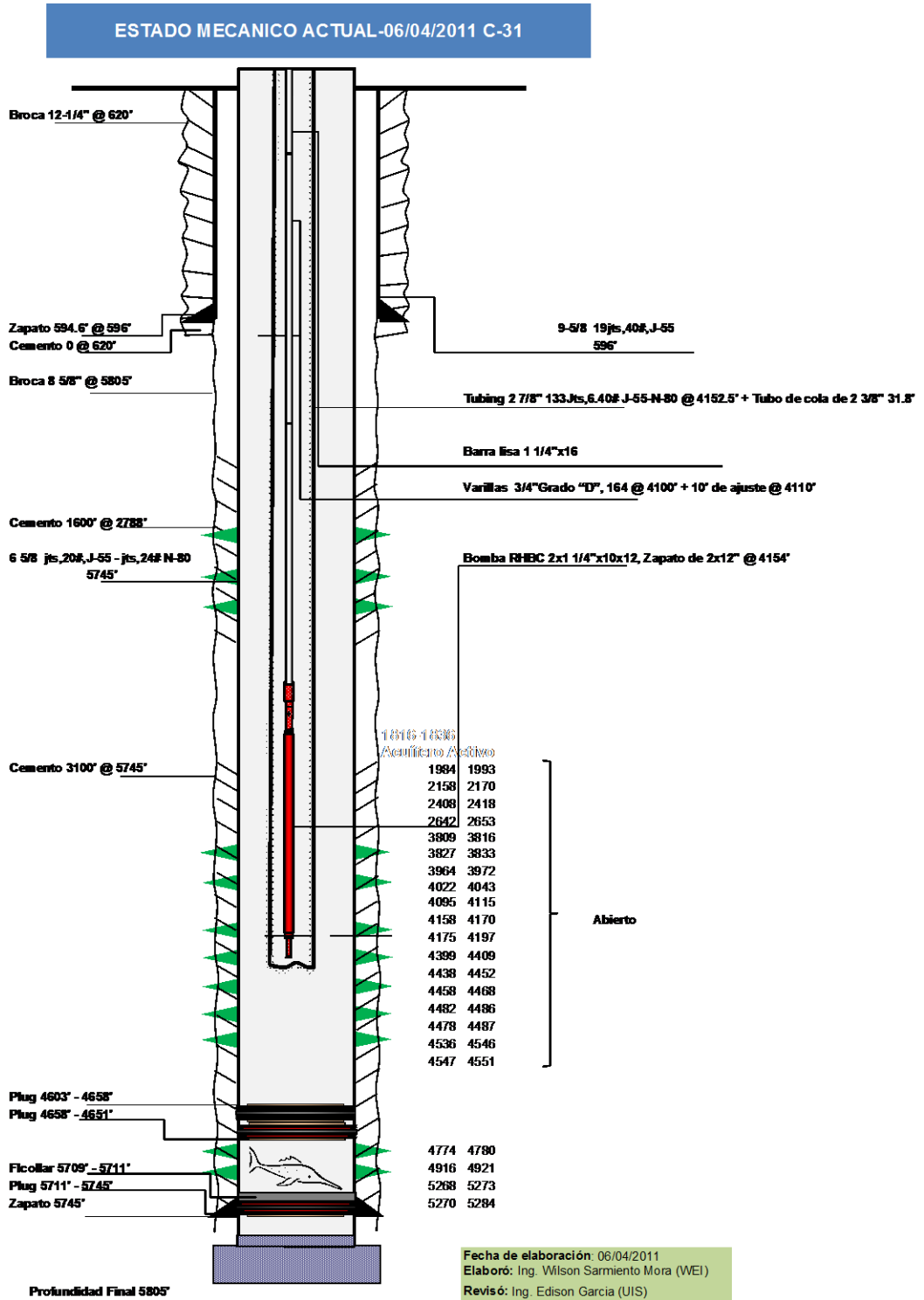
# ANEXOS

## ANEXO A. Estado mecánico del pozo Col-11.



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

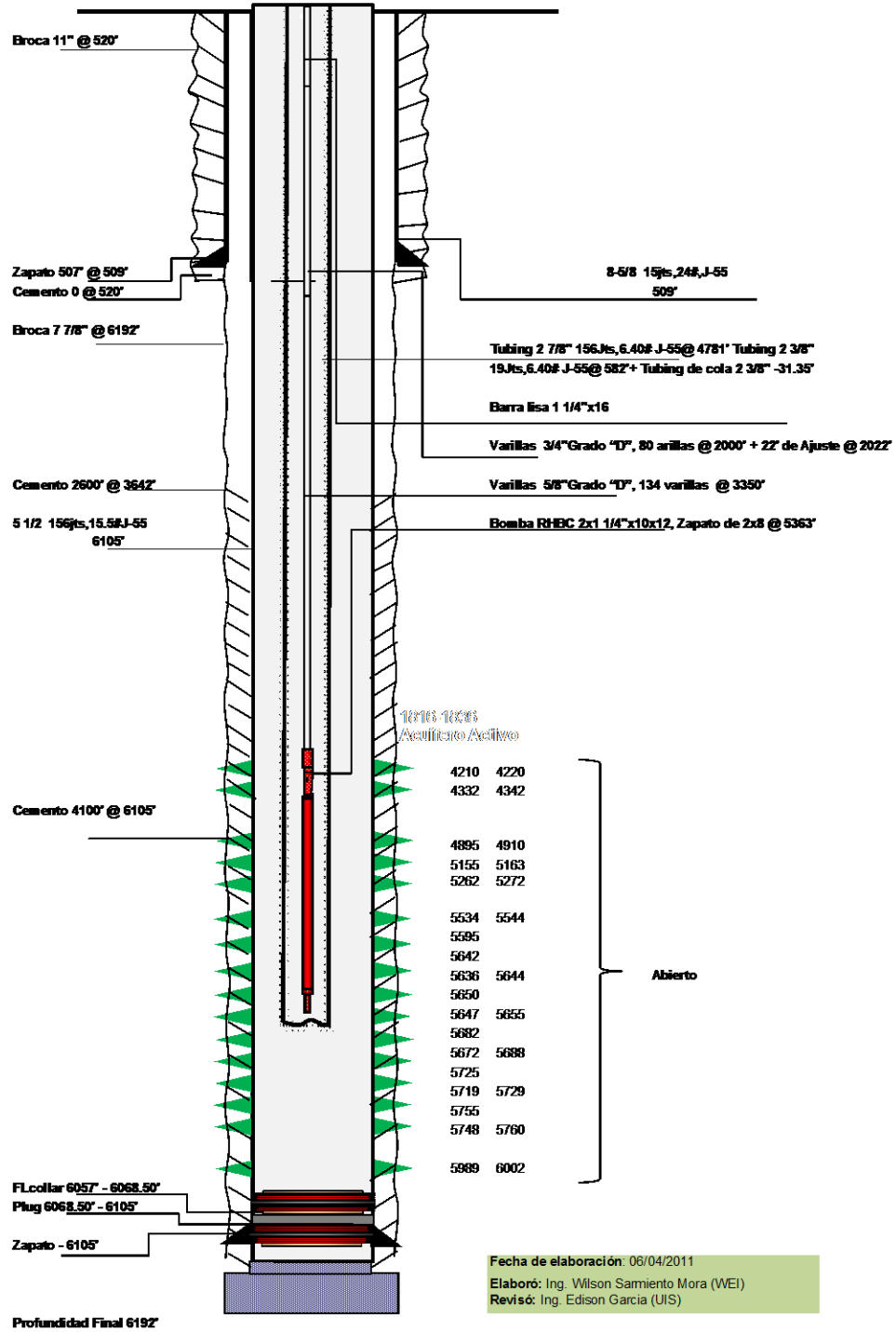
## ANEXO B. Estado mecánico del pozo Col-31.



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

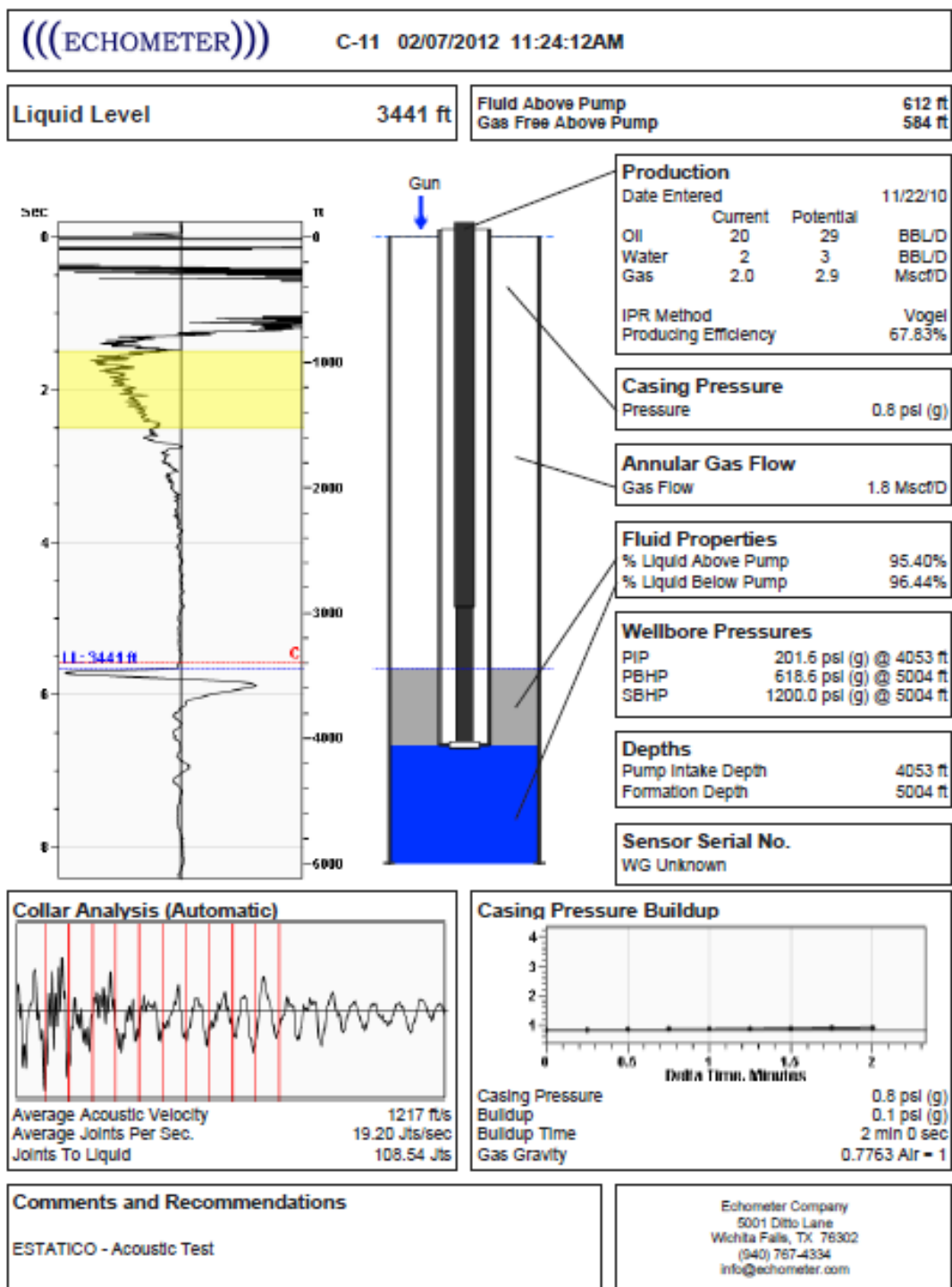
# ANEXO C. Estado mecánico del pozo Col

ESTADO MECANICO ACTUAL-06/04/2011 C-76

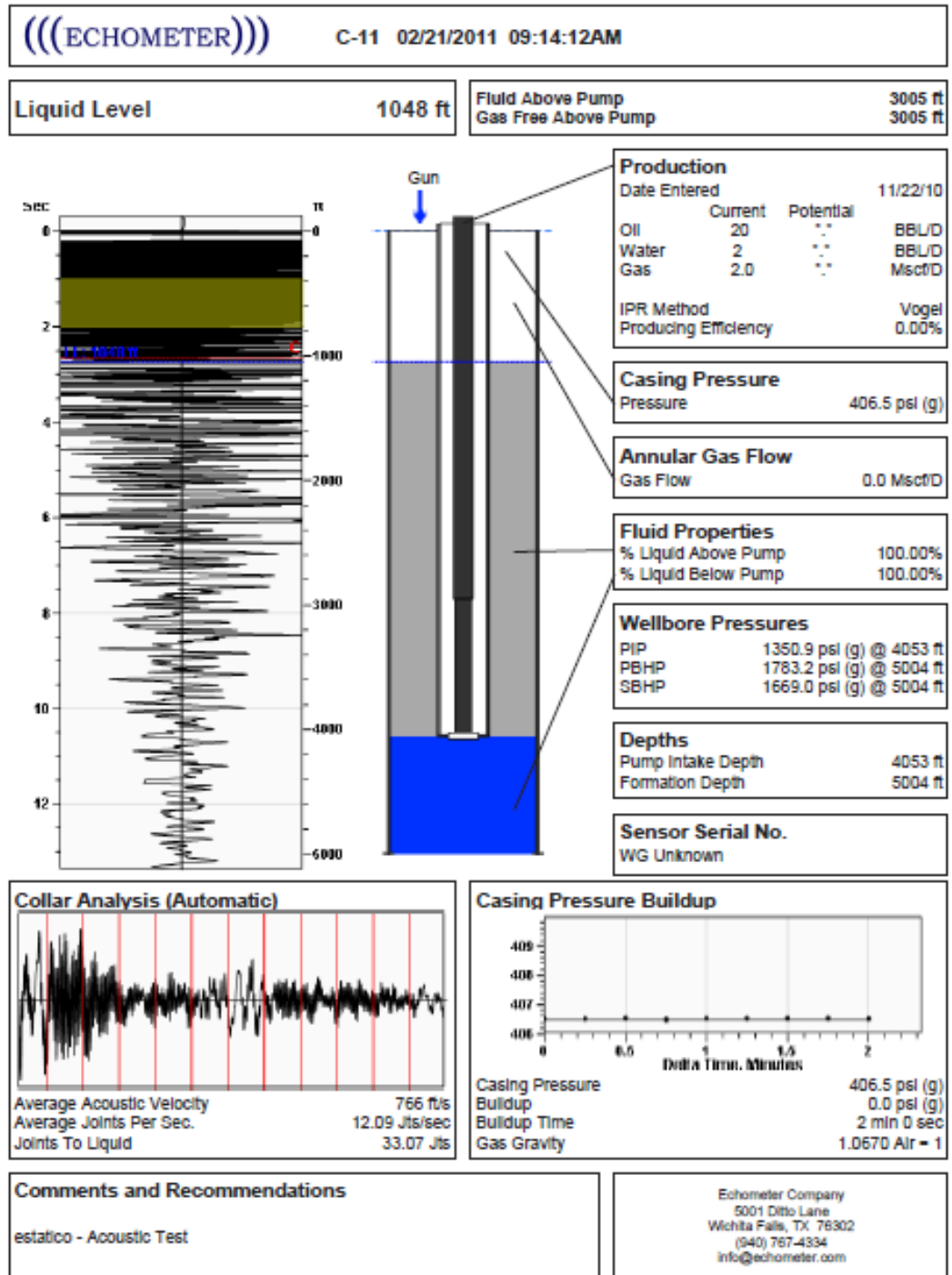


Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

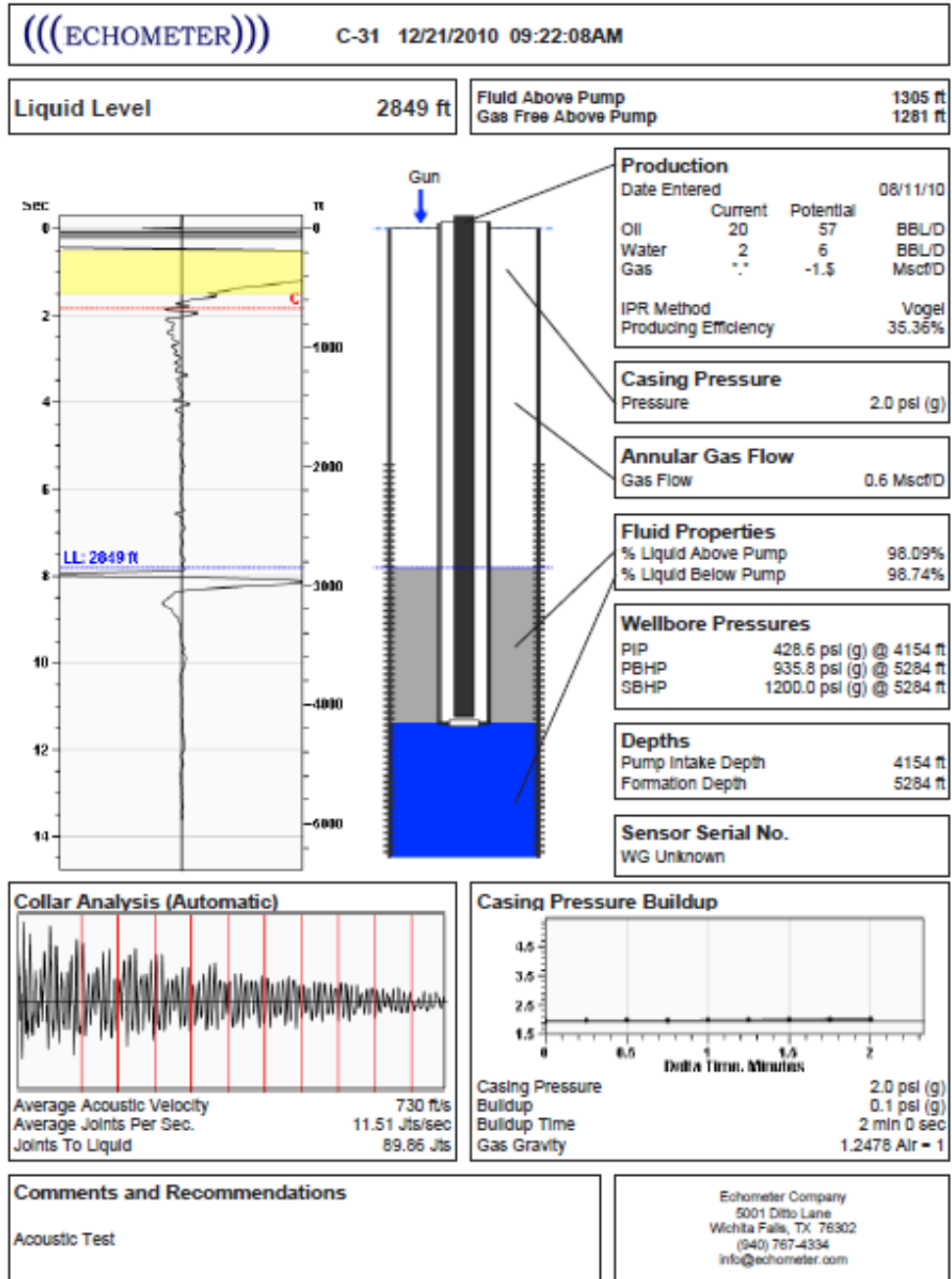
## ANEXO D. Pruebas de flujo de los pozos Col-11.



## ANEXO E. Pruebas de flujo de los pozos Col-11.

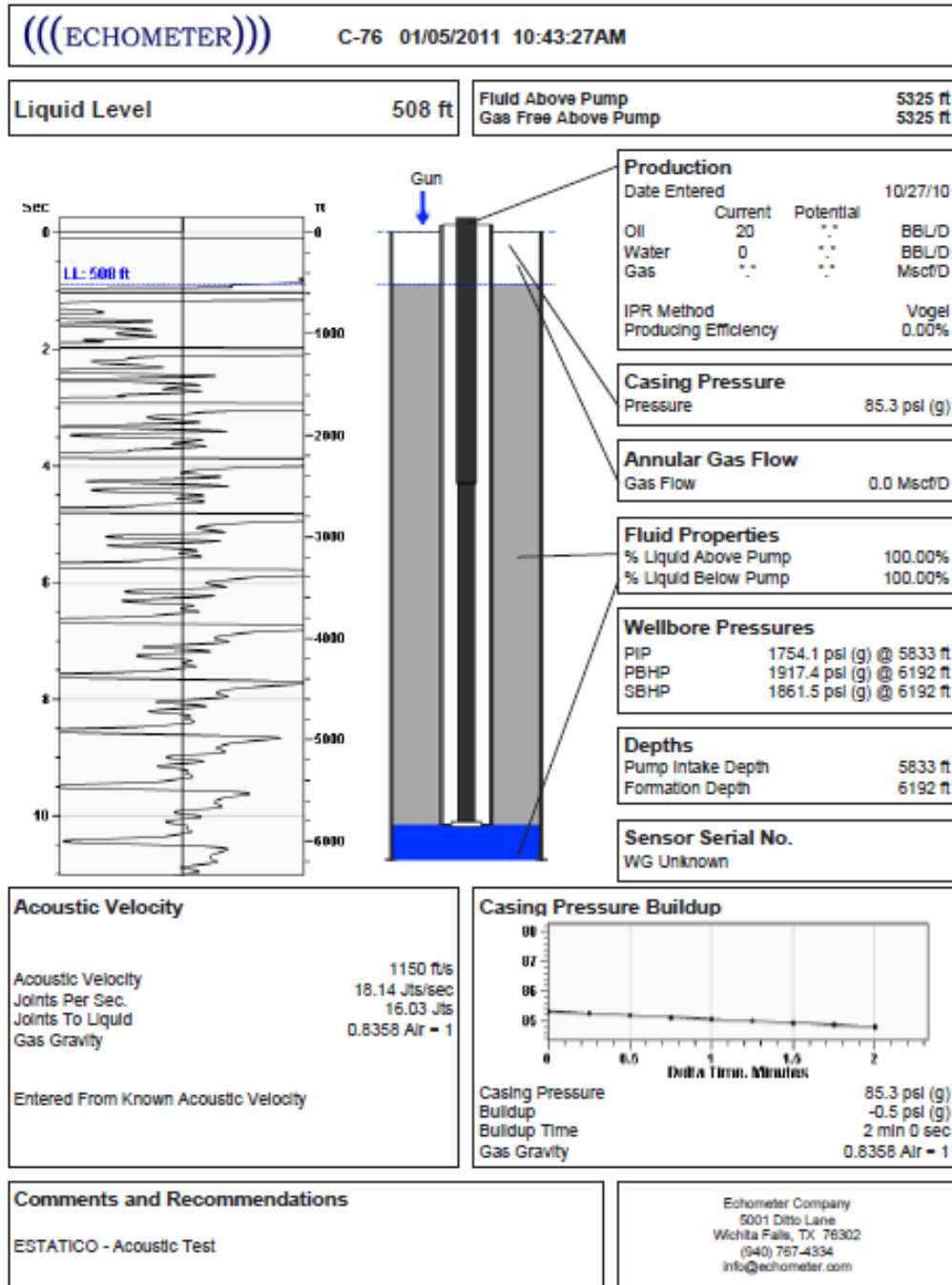


## ANEXO F. Prueba de flujo del pozo Col-31.



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

## ANEXO G. Prueba de flujo del pozo Col-76.



## ANEXO H. Tabla de Coiled Tubing.

### HS-70™ (CT70) | 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
<b>1.000</b>	0.080	0.075	0.840	0.788	16,200	18,500	9,400	10,400
	0.087	0.082	0.826	0.850	17,500	20,000	10,200	11,300
	0.095	0.090	0.810	0.920	18,900	21,600	11,100	12,300
	0.102	0.097	0.796	0.981	20,100	23,000	12,000	13,300
	0.109	0.104	0.782	1.040	21,400	24,400	12,800	14,200
	0.116	0.108	0.768	1.098	22,600	25,800	13,200	14,700
	0.125	0.117	0.750	1.171	24,100	27,500	14,200	15,800
	0.134	0.126	0.732	1.242	25,500	29,200	15,200	16,900
<b>1.250</b>	0.080	0.075	1.090	1.002	20,600	23,500	7,500	8,300
	0.087	0.082	1.076	1.083	22,300	25,400	8,200	9,100
	0.095	0.090	1.060	1.175	24,100	27,600	8,900	9,900
	0.102	0.097	1.046	1.254	25,800	29,400	9,600	10,700
	0.109	0.104	1.032	1.332	27,400	31,300	10,300	11,400
	0.116	0.108	1.018	1.408	28,900	33,100	10,700	11,900
	0.125	0.117	1.000	1.506	30,900	35,300	11,500	12,800
	0.134	0.126	0.982	1.601	32,900	37,600	12,400	13,800
	0.145	0.137	0.960	1.715	35,200	40,300	13,400	14,900
	0.156	0.148	0.938	1.827	37,500	42,900	14,400	16,000
<b>1.500</b>	0.080	0.075	1.340	1.216	25,000	28,600	6,300	7,000
	0.087	0.082	1.326	1.316	27,000	30,900	6,800	7,600
	0.095	0.090	1.310	1.429	29,400	33,500	7,500	8,300
	0.102	0.097	1.296	1.527	31,400	35,800	8,100	9,000
	0.109	0.104	1.282	1.623	33,300	38,100	8,600	9,600
	0.116	0.108	1.268	1.719	35,300	40,300	8,900	9,900
	0.125	0.117	1.250	1.840	37,800	43,200	9,700	10,800
	0.134	0.126	1.232	1.960	40,300	46,000	10,400	11,600
	0.145	0.137	1.210	2.104	43,200	49,400	11,300	12,500
	0.156	0.148	1.188	2.245	46,100	52,700	12,200	13,500
<b>1.750</b>	0.087	0.082	1.576	1.549	31,800	36,400	5,900	6,500
	0.095	0.090	1.560	1.683	34,600	39,500	6,500	7,200
	0.102	0.097	1.546	1.800	37,000	42,200	6,900	7,700
	0.109	0.104	1.532	1.915	39,300	45,000	7,400	8,200
	0.116	0.108	1.518	2.029	41,700	47,600	7,700	8,600
	0.125	0.117	1.500	2.175	44,700	51,100	8,400	9,300
	0.134	0.126	1.482	2.318	47,600	54,400	8,900	9,900
	0.145	0.137	1.460	2.492	51,200	58,500	9,700	10,800
	0.156	0.148	1.438	2.662	54,700	62,500	10,400	11,600
	0.165	0.157	1.420	2.800	57,500	65,700	11,100	12,300
	0.175	0.167	1.400	2.951	60,600	69,300	11,800	13,100
	0.190	0.178	1.370	3.173	65,200	74,500	12,500	13,900
	0.204	0.192	1.342	3.377	69,400	79,300	13,400	14,900
	0.224	0.212	1.302	3.660	75,200	85,900	14,700	16,300
	0.250	0.238	1.250	4.015	82,500	94,200	16,400	18,200

Fuente: Tenaris. Coiled Tubing for Downhole Applications.