



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL
“GAS LIFT COILED TUBING” PARA REACTIVACIÓN DE
POZOS EN EL PIEDEMONTTE LLANERO**

Oscar Gilberto Almeyda Parra

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de procesos y Energía
Medellín, Colombia

2017

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL NO CONVENCIONAL
“GAS LIFT COILED TUBING” PARA REACTIVACION DE
POZOS EN EL PIEDEMONTES LLANERO**

Oscar Gilberto Almeyda Parra

Trabajo final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería – Ingeniería de Petróleos

Director (a):

Marco A. Ruiz, M.Sc

Línea de Investigación:

Yacimientos

Grupo de Investigación:

Yacimientos de hidrocarburos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de procesos y Energía

Medellín, Colombia

2017

*Para mi Preciosa Familia
Lidita, Nata y Majo.*

*«En los tiempos de crisis solo la imaginación
es más importante que el conocimiento».*

Albert Einstein

Agradecimientos

A Dios gracias por sus bendiciones, a mi familia, infinitamente agradecido por su paciencia, soporte y apoyo en este capítulo de mi vida.

A mis compañeros y amigos, Alejandro, Harold, Julian, Magda, Carlos, Zorel, Diego, Alonso y Cesar, con los cuales compartimos experiencias muy agradables durante la maestría.

Gracias a mi director Marco A Ruiz por su amable orientación y recomendaciones en el desarrollo de este trabajo de grado y en la Maestría.

A EQUION ENERGIA LIMITED, por proporcionarme acceso a la información, al software necesario para realizar este proyecto y al apoyo durante todo el programa.

Al equipo de Intervenciones de Pozo de Equión en cabeza de Josue Higuera por su valioso aporte en el desarrollo y aplicación de la tecnología.

A Víctor Castro por su amabilidad, enseñanza y consejos en mi vida profesional.

Resumen

El Piedemonte llanero tiene como una de sus principales características la complejidad estructural, la diversidad de campos y formaciones productoras y un gran número de pozos con diferentes tipos de completamiento cuya productividad los convierte en los más importantes del país. Las condiciones iniciales de yacimiento, presiones, propiedades petrofísicas, características de los fluidos y las condiciones iniciales de saturación, hacen que los pozos se diseñen para producir por flujo natural, es decir no contemplan ningún tipo de sistema de levantamiento artificial.

El campos de Cusiana fue descubiertos a principios de los años 90 con una productividad que alcanzó en su mejor momento los trescientos mil barriles de petróleo por día. Hoy se considera un campo maduro y posee actualmente una cantidad considerable de pozos inactivos debido a la poca energía que tienen para fluir por sí mismos, ocasionado por una combinación de factores tales como el incremento en la producción de agua, la disminución en la presión de yacimiento y el aumento en las ventas de gas, que sumados al factor de recobro actual logran que hoy se requiera buscar alternativas tecnológicas que permitan recuperar estos activos e incrementar la producción del campo y por ende las reservas asociadas al mismo.

El siguiente estudio muestra una alternativa técnica y económicamente viable que permite implementar un sistema de levantamiento artificial tipo "Gas Lift" a bajo costo con los mismos beneficios de un sistema convencional sin incurrir en trabajos adicionales de "workover" con taladro. El sistema combina las bondades de las sartas de velocidad, con la manejabilidad del "coiled tubing" y puede aplicarse en cualquier pozo que tenga gas en superficie y problemas de levantamiento.

Este trabajo sirve como punto de partida para extender la tecnología exitosamente probada en pozos tan complejos como los del campo Cusiana, e implementarla a futuro en todos los campos de Colombia, especialmente los del Piedemonte llanero, Cupiagua, Recetor, Floreña, Pauto y Niscota.

Palabras claves: Gas Lift, Coiled Tubing, levantamiento artificial, bajo costo.

Abstract

The foothills of the Llanos basin of Colombia is characterized by the structural complexity, the diversity of the fields and the producing formations, and the huge amount of wells with different type of completions with a unique productivity becoming some of the most important contributors to the economy of the country. Wells are designed for natural flow, no need for any artificial lift system is considered due to initial reservoir conditions, pressure, petrophysical properties, fluid properties, and the initial saturations.

The Cusiana field was discovered at the beginning of the 1990's with a production peak of 300,000 barrels per day. Currently, this field is considered mature and have a considerable amount of inactive wells due to reservoir depletion because of lack of energy to flow, increase in the water cut, decrease in the reservoir pressure and increase in the gas sales. All the above mentioned factors promote the analysis of alternative options to allow increase of the production and hence, reserves associated with such fields.

This study provides a technical alternative that is economically viable by implementing an artificial lift system similar to gas lift. The low cost associated with the recommended alternative are competitive with a conventional system and does not incur in additional workovers with a rig. The system combines the benefits of velocity strings, the flexibility of the coiled tubing and it could be applied in any well with gas in surface and lift problems. This project could be an initial point for the suggested technology, which could be further developed and implemented in the Cusiana field and later applied to other fields in Colombia, mainly in the foothills llanero, Cupiagua, Recetor, Floreña, Pauto and Niscota.

Keywords: Gas Lift, Coiled Tubing, Artificial Lift, Low Cost technology

Contenido

Resumen	V
Abstract	VII
Contenido	VIII
Lista de Figuras	X
Lista de tablas	XI
Lista de Símbolos y abreviaturas	XII
1. INTRODUCCION	1
2. ASPECTOS TEÓRICOS Y ESTADO DEL ARTE	4
2.1 Generalidades del Piedemonte llanero – Campo Cusiana.....	4
2.1.1 Marco Geológico.....	5
2.1.2 Historia y Mecanismos de Producción	7
2.2 Yacimientos de Gas Condensado	8
2.2.1. Generalidades	8
2.2.1 Manejo de Yacimientos de Gas Condensado	9
2.3 Antecedentes y Generalidades de Sistemas de Levantamiento Artificial.....	11
2.3.1 Bombeo Electrosumergible	11
2.3.2 Gas Lift	12
2.3.3 Bombeo Hidraulico	12
2.4 Generalidades del “ <i>Coiled Tubing</i> ”.....	13
2.4.1 Características del “ <i>Coiled Tubing</i> ”.....	14
2.4.2 Principales Usos y Servicios	17
3. DISEÑO DE LA TECNOLOGIA Y METODOLOGIA DE EVALUACION	19
3.1 Diseño de la tecnología “ <i>Gas Lift Coiled Tubing</i> ”	19
3.2 Modelo de análisis nodal para “ <i>Gas Lift Coiled Tubing</i> ”	22
3.3 Selección de Candidatos y Cálculo de beneficios por pozo	24
3.3.1 Beneficio estimado pozo 9.....	26
3.3.2 Beneficio estimado pozo 10.....	28
3.3.3 Beneficio estimado pozo 13.....	30
3.3.4 Beneficio estimado pozo 15.....	32
4. IMPLEMENTACION Y RESULTADOS DE LA TECNOLOGIA	35
4.1 Implementación y Resultados Pozo 13.....	36
4.1.1 Costo Beneficio.....	38
4.2 Integridad del Sistema.....	39
4.3 Implementación y Resultados Pozo 9.....	40

4.3.1 Costo Beneficio.....	42
4.4 Implementación y Resultados Pozo 10.....	43
4.4.1 Costo Beneficio.....	44
5. CONCLUSIONES	46
6. RECOMENDACIONES	47
Bibliografía	48
Anexo A: Evidencia Fotográfica de la integridad del sistema de “Gas Lift Coiled Tubing”	50
Anexo B: Evidencia Fotográfica del montaje del sistema de “Gas Lift Coiled Tubing” en cabeza de pozo	52
Anexo C: Simulación del nuevo completamiento con “coiled tubing” en un modelo de “gas lift” en Wellflo	54

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Producción histórica de Cusiana. [1]	2
Figura 2 Localización del campo Cusiana [2]	4
Figura 3 Columna estratigráfica de Cusiana [2].....	6
Figura 4 Diagrama de fases de un sistema de gas condensado [4].....	9
Figura 5 Unidad de “Coiled Tubing” (fuente: Stewart & Stevenson).....	16
Figura 6 Esquemático de “gas lift coiled tubing” en superficie y en fondo de pozo (Fuente Equión Energía)	20
Figura 7 Configuración del árbol de navidad (Fuente: Equión Energía).....	21
Figura 8 Diseño de un modelo de "gas lift" (Fuente: Wellflo - Equion)	23
Figura 9 Análisis nodal con evaluación probabilística (Fuente: Wellflo - Equion).....	24
Figura 10 Comportamiento de Producción Pozo 9 (Fuente: Equion)	26
Figura 11 Diseño de análisis nodal con “gas lift coiled tubing” para el pozo 9 (Fuente: Equion)	28
Figura 12 Comportamiento de Producción Pozo 10 (Fuente: Equion)	29
Figura 13 Diseño de análisis nodal con “gas lift coiled tubing” para el pozo 10 (Fuente: Equion)	30
Figura 14 Comportamiento de Producción Pozo 13 (Fuente: Equion)	31
Figura 15 Diseño de análisis nodal con “gas lift coiled tubing” para el pozo 13 (Fuente: Equion)	32
Figura 16 Comportamiento de Producción Pozo 15 (Fuente: Equion)	33
Figura 17 Diseño de análisis nodal con “gas lift coiled tubing” para el pozo 15 (Fuente: Equion)	34
Figura 18 Configuración final en cabeza y en fondo del pozo 13 (Fuente: Equion).....	37
Figura 19 Perfil de Producción Pozo 13 (Fuente: Equion)	38
Figura 20 Configuración final en cabeza y en fondo del pozo 9 (Fuente: Equion)	41
Figura 21 Perfil de Producción Pozo 9 (Fuente: Equion)	42
Figura 22 Configuración final en cabeza y en fondo del pozo 10.....	43
Figura 23 Perfil de Producción Pozo 10 (Fuente: Equion)	45

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1 Propiedades de yacimiento y fluidos en Cusiana [1].....	1
Tabla 2 Propiedades Petrofísicas [2].....	5
Tabla 3 Lista de candidatos disponibles para aplicar “Gas Lift Coiled Tubing” (Fuente: Equion)	25
Tabla 4 Características de los pozos candidatos (Fuente: Equion)	26
Tabla 5 Resultados probabilísticos de “Gas Lift Coiled Tubing” Pozo 9 (Fuente: Equion).....	27
Tabla 6 Resultados probabilísticos Pozo 10 (Fuente: Equion).....	29
Tabla 7 Resultados probabilísticos Pozo 13 (Fuente: Equion).....	31
Tabla 8 Resultados probabilísticos Pozo 15 (Fuente: Equion).....	33
Tabla 9 Pruebas Iniciales del Pozo 13 (Fuente: Equion)	36
Tabla 10 Pruebas oficiales del pozo 13 (Fuente: Equion).....	38
Tabla 11 Variación de espesor de pared del CT posterior al trabajo (Fuente: Equion)	39
Tabla 12 Pruebas Iniciales del Pozo 9 (Fuente: Equion)	40
Tabla 13 Pruebas Oficiales del Pozo 9 (Fuente: Equion).....	42
Tabla 14 Pruebas Iniciales del Pozo 10.....	43
Tabla 15 Pruebas Oficiales del Pozo 10 (Fuente: Equion).....	44

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad
Pi	Presión Inicial	psia
Ps	Presión de Saturación	psia
RS	Relación de gas disuelto en aceite	scf/bls
H	Espesor de arena neta	pie
K	Permeabilidad	mD
KH	Capacidad de Flujo	mD-pie
Qg	Caudal de gas	MMpce/d
Qo	Caudal de aceite	Bpd
Qw	Caudal de agua	Bpd
S	Factor de daño de formación	Adimensional

Abreviaturas

Abreviatura	Término
CT	Coiled Tubing
GOR	"Gas Oil Ratio" Relación Gas Aceite
BSW	Corte de agua
MMPC	Millones de Pies Cúbicos
mD	Milidarcy
BHA	Ensamblaje de fondo de Pozo
Bbl	Barriles
MMUSD	Millones de dólares
HP	Caballos de fuerza
BOP	"Blow out preventers" Preventor de Reventón de Pozo

1. INTRODUCCION

El Piedemonte llanero tiene las estructuras más complejas a nivel geológico y de fluidos en Colombia, está ubicado en el piedemonte de la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos, al occidente de los Llanos Orientales. Cusiana es uno de los principales campos pertenecientes a esta zona, fue descubierto a principios de los años noventa; se encuentra ubicado en el departamento del Casanare en la cuenca de la cordillera oriental a 240 Km al noroeste de Bogotá D.C. [1]

La Figura 1 describe el comportamiento del campo cuya producción empezó en el año 1992 con un volumen inicial de 10 mil barriles, alcanzando su tasa máxima de producción en el año 1998 con 300 mil barriles día. Actualmente la producción de este campo es cercana a los 8 mil barriles día y 400 MMpcd. Tiene tres yacimientos objetivo, Mirador, Barco y Guadalupe conformados por secuencias de areniscas cuarzosas que producen fluidos composicionales, aceite volátil y gas condensado. Las propiedades del fluido se detallan en la Tabla 1.

	Campo Cusiana Mirador	Campo Cusiana Barco y Guadalupe	Campo Rio Chitamina Mirador
Propiedades del Yacimiento			
Presion Inicial (Pi), psi	5860	5967	5913
Presión de Saturación (Ps), psi	5460	5418	3890
Presión de Yacimiento Actual, psi	2500 - 3000	5000 - 5500	3500 - 3900
Propiedades del Fluido			
Sistema de Fluido	Composicional	Composicional	Aceite Volatil
Rs, scf/bbl	1600	1400	1232
Viscosidad (Uo), cp	0.2	0.15-0.35	0.3
°API	35-41	34-41	37
Gravedad del Gas	0.77	0.77	0.77
Factor Volumétrico del Aceite Bo, rb/stb	1.6	1.5	1.2

Tabla 1 Propiedades de yacimiento y fluidos en Cusiana [1]

Como se describe en la tabla anterior, las condiciones iniciales de yacimiento muestran una presión inicial de 5900 psi, una °API entre 35 y 41 y viscosidades entre 0.2-0.3 cp; esto sumado a las características de la roca con permeabilidades que oscilan entre 50 y 400 mD y porosidades entre 9 y 14%, y producciones de gas por encima de 20 MMscfd promedio por pozo, hicieron del campo el mejor productor de Colombia en términos de aceite y gas por flujo Natural.

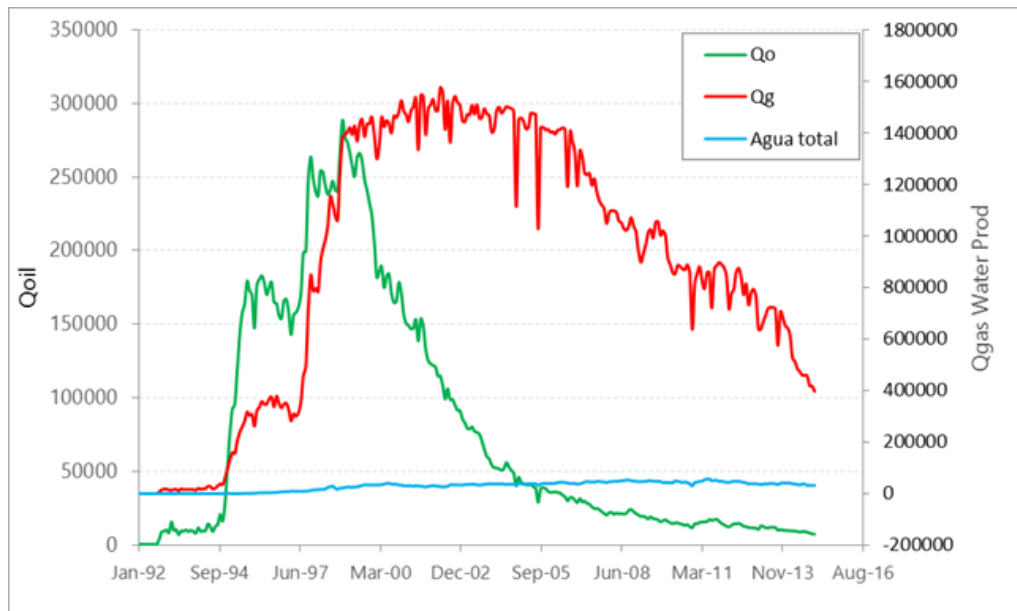


Figura 1 Producción histórica de Cusiana. [1]

El levantamiento artificial se necesita en aquellos pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie. El transporte de fluidos del yacimiento a la superficie requiere cierto trabajo, la energía necesaria para realizar este trabajo puede estar contenida en el yacimiento, sin embargo si la energía de yacimiento es insuficiente para obtener el caudal deseado, esta puede ser complementada de una fuente externa, este es el principio fundamental de todos los sistemas de levantamiento artificiales.

El diseño de los pozos de Cusiana no contempla ningún tipo de levantamiento artificial, desde sus inicios se identificó que no se requería, por el régimen de flujo

de los pozos, flujo de burbujas y/o flujo de burbujas dispersas, las presiones de fondo fluyendo, que están en el orden de 2500 psi a 3500 psi y su modelamiento a nivel de análisis nodal que es muy aproximado y ajustado con los registros de producción, adicionalmente la presión en cabeza a la cual fluyen los pozos es de 800 psi aproximadamente lo cual da un margen amplio para generar la caída de presión necesaria para que los pozos fluyan por si solos.

La caída de la presión de yacimiento ocasionada por el depletamiento natural del campo se compensó en cierta medida con la inyección de gas, adicionalmente para dar soporte de presión e incrementar las reservas con el barrido generado. No obstante, esa inyección fue disminuyendo con el tiempo debido a la declinación de los pozos productores y al incremento de las ventas de gas para consumo del país, factores que hicieron que varios sectores del yacimiento se vieran desprotegidos en términos de soporte de presión por inyección de gas. La principal consecuencia fue el incremento en el corte de agua, llegando incluso al 98% en algunos pozos, lo que ocasionó la muerte de los mismos.

24 años después de iniciada la producción de Cusiana, con un factor de recobro cercano al 50% [1], una caída significativa de la presión de yacimiento, sin ningún método de recobro terciario y sin levantamiento artificial en los pozos, se hace necesario buscar alternativas técnicas y económicas que permitan reactivar pozos actualmente cerrados por alto corte de agua y baja relación gas líquido.

Este trabajo final de maestría tiene como propósito mostrar el diseño, e implementación de una alternativa de levantamiento artificial para campos maduros viable en Colombia y en el mundo, con pozos que no fueron diseñados inicialmente para este propósito. Se planteó y desarrolló un diseño original e innovador combinando "Coiled Tubing" con "Gas Lift", en pozos con alta complejidad operativa por sus condiciones de profundidad, presión y temperatura.

2. ASPECTOS TEÓRICOS Y ESTADO DEL ARTE

El siguiente capítulo introduce aspectos básicos de los sistemas de levantamiento artificial y las posibles aplicaciones en los pozos del Piedemonte Llanero.

2.1 Generalidades del Piedemonte Llanero – Campo Cusiana

El Campo Cusiana se encuentra ubicado en el Departamento del Casanare en la Cuenca de la Cordillera Oriental a 240 Km al noroeste de Bogotá D.C. las facilidades centrales de producción (por sus siglas en inglés CPF), se encuentra en el kilómetro 3 vía Tauramena, municipio localizado en la zona suroccidental del departamento, limitando al norte con Recetor y Aguazul. (Figura 2)

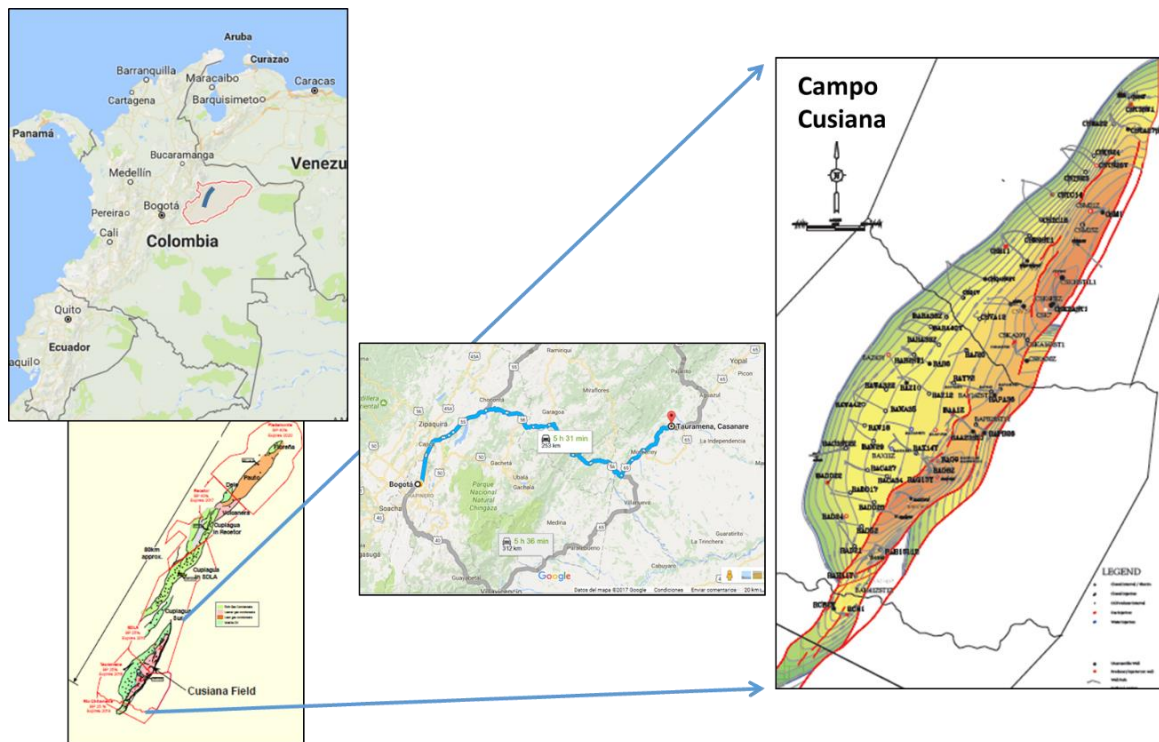


Figura 2 Localización del campo Cusiana [2]

Las formaciones objetivo en este trabajo son Mirador, Barco y Guadalupe en el campo Cusiana. La formación Mirador tiene actualmente entre 2500 psi y 3000 psi de presión de yacimiento, mientras que Barco y Guadalupe están en el orden de 5000 a 5200 psi. La inyección actual de gas en el área es baja y la saturación de agua es muy alta. Estos yacimientos muestran una alta heterogeneidad en la roca alternado areniscas fosfáticas con cuarzo arenitas logrando un rango de permeabilidad desde 40 mD en Barco hasta 400 mD en Guadalupe, en la tabla 2 se describen la propiedades petrofísicas de cada formación. El fluido en el reservorio es composicional es decir que las características físicas varían a medida que la profundidad aumenta y la presión de yacimiento cae [2].

Propiedad	Mirador	Barco	Guadalupe
Espesor Gross (Pies)	400	220	140
Net to Gross (Fracción)	0.59	0.62	0.85
Cut off GR (Arena)	38	45	75
Porosidad (%)	8 - 10	8 - 9	14 - 16
Permeabilidad (mD)	120 - 160	40 - 60	200 - 400

Tabla 2 Propiedades Petrofísicas [2]

2.1.1 Marco Geológico

La formación Mirador tiene un espesor de 520 pies aproximadamente y está conformada por dos secuencias de areniscas cuarzosas separadas en la parte media por arcillolitas continentales y marinas. La parte inferior tiene las mejores condiciones de roca almacenadora. Se encuentra ubicada entre la Formación Carbonera la cual la suprayace y la Formación Los Cuervos. [3]

La formación Barco, tiene un espesor de 370 pies, y es una secuencia moderadamente homogénea compuesta por areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas, se considera como buena roca almacenadora y como el yacimiento intermedio del bloque principal de Cusiana. [3]

La formación Guadalupe tiene un espesor de 650 pies aproximadamente. La parte inferior de Guadalupe está formada por arenas divididas en dos secciones, la superior con presencia de cementos fosfáticos que le confieren el nombre a esta

sección de arenas fosfáticas, las cuales tienen muy alta permeabilidad. La sección inferior está formada por arenas con cemento de cuarzo de más baja permeabilidad [3]. La Figura 3, muestra el espesor de cada formación y sus características estratigráficas.

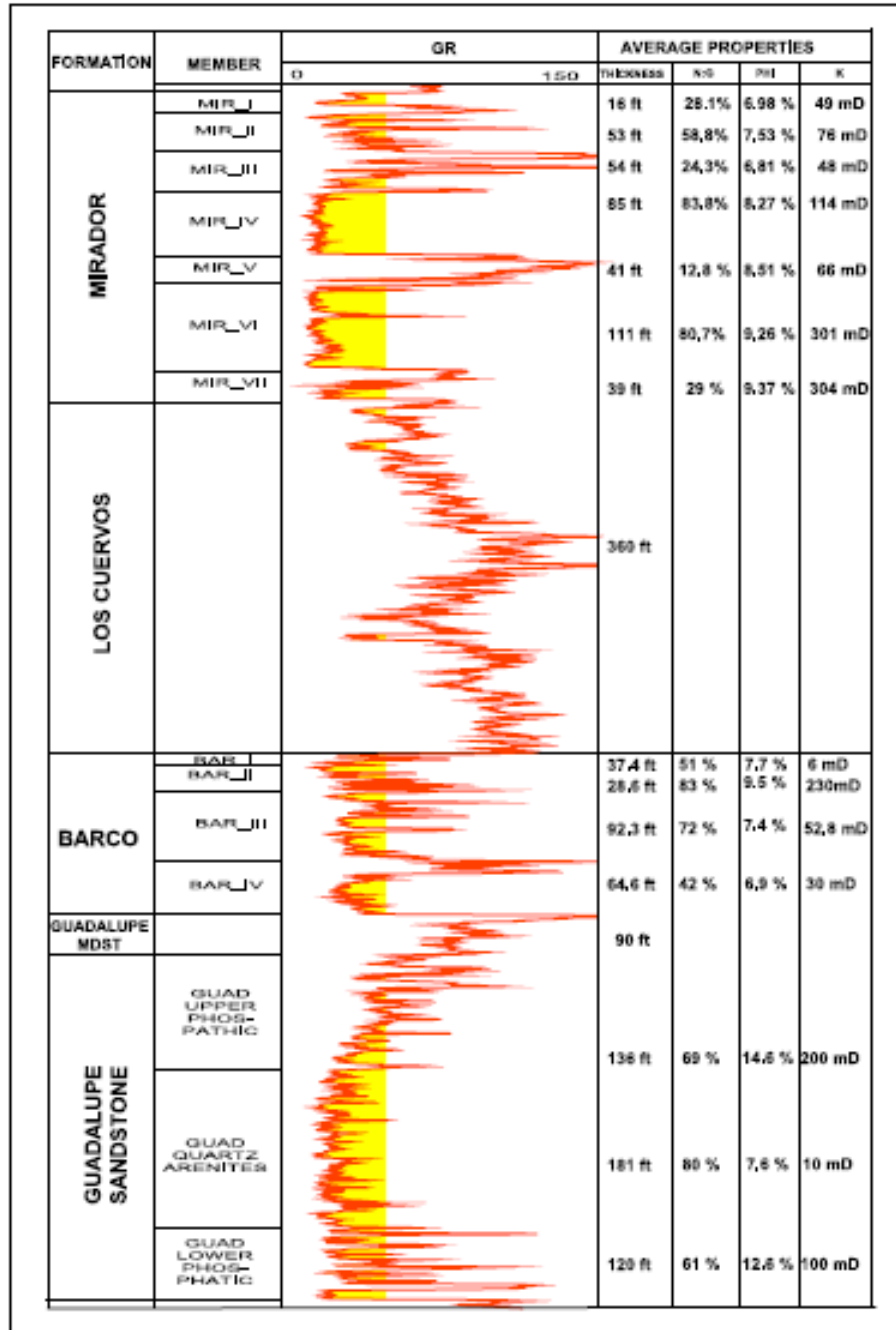


Figura 3 Columna estratigráfica de Cusiana [2]

2.1.2 Historia y Mecanismos de Producción

De acuerdo con el estudio de comercialidad, el Campo Cusiana inicio su producción en 1991 con los datos más altos de producción reportados y catalogándolo como el campo más grande en Colombia, el cual fue descubierto por parte de la Asociación de BP, TOTAL y TRITON. Alcanzó su pico de producción a finales de 1998 con 302.330 barriles de petróleo diarios, que en ese entonces representaban más del 37% de toda la producción colombiana del momento. El 3 de Julio de 2016 se terminó el contrato de asociación Tauramena, razón por la cual la operación del campo pasó a Ecopetrol. [1]

En cuanto a los mecanismos de producción que afectan el factor de recobro en el campo Cusiana se identifican cuatro: drenaje por gravedad, expansión de capa de gas, intrusión de acuífero y empuje por gas en solución.

El drenaje por gravedad se ve favorecido por el buzamiento del campo, que es aproximadamente 15°, lo que ayuda a los efectos de segregación gas petróleo y por ende su relación (GOR) es baja y el factor de recobro alto.

La expansión por capa de gas y la migración del gas en solución buzamiento arriba contribuye a mejorar el factor de recobro puesto que las saturaciones de petróleo residual detrás del frente de avance gas-petróleo serán menores que en la correspondiente zona invadida por agua.

La intrusión del acuífero contribuye a mantener la presión de yacimiento, reduciendo la cantidad de condensación retrógrada que ocurre en el yacimiento, y mejora los procesos de desplazamiento miscible. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el mantenimiento de presión mediante reinyección de gas también detiene el avance del acuífero y permite que el mecanismo de desplazamiento por gas sea más eficiente.

Por último, la evolución del gas en solución ocasiona el empuje que ayuda a mantener la presión de yacimiento, mejorando el recobro total.

2.2 Yacimientos de Gas Condensado

2.2.1. Generalidades

El gas condensado es un fluido monofásico a condiciones originales de yacimiento, se encuentra en fase gaseosa y está compuesto principalmente de metano (C1), etano (C2), y otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga denominados fracciones pesadas (C7+). Bajo condiciones de presión y temperatura adecuadas ocurre un fenómeno llamado condensación retrógrada en el cual el gas se convierte en un fluido bifásico, (fase gaseosa y líquida). En el diagrama de fase presión-volumen-temperatura, característico de este fluido mostrado en la Figura 4, se puede evidenciar el comportamiento del gas con la variación de la presión en el yacimiento asumiendo una temperatura constante. [4]

Durante la producción de un yacimiento de gas condensado, la temperatura normalmente permanece constante y la presión se reduce por el depletamiento natural del mismo, las mayores caídas de presión ocurren cerca de los pozos productores, zona en la cual se forma el líquido condensado en primera instancia.

El volumen de la fase líquida, no sólo depende de la presión y la temperatura, sino de los componentes existentes en el gas, es decir, un gas sin componentes pesados suficientes, no desprende líquido al bajar la presión del punto de rocío, a esto se le conoce como gas pobre o gas rico, el primero genera un volumen pequeño de líquido, aproximadamente menor a 100 bbl de líquido por 1 MMPC de gas mientras que el gas rico, genera proporciones superiores a 150 bbl de líquido por 1 MMPC de gas aproximadamente. [4]

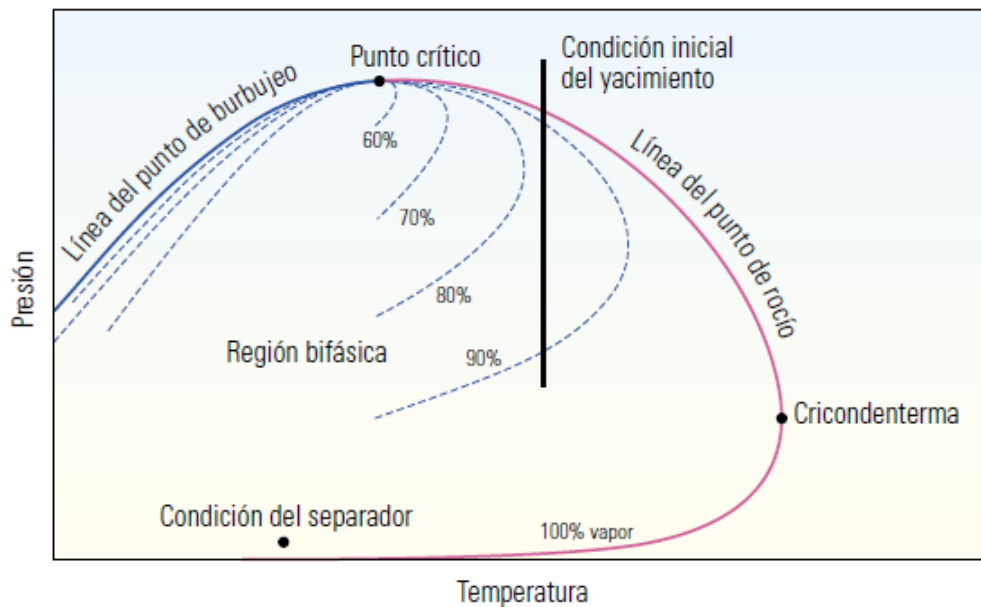


Figura 4 Diagrama de fases de un sistema de gas condensado [4]

Las principales características de un gas condensado son:

- La mezcla de hidrocarburos, se encuentra en fase gaseosa o de saturación al momento de descubrir el yacimiento.
- Presenta condensación retrograda durante la disminución de la presión isotérmicamente en el yacimiento.
- En la superficie, se producirá gas y líquido, por encontrarnos a presión atmosférica o menor a la de punto de rocío
- La gravedad API se encuentra en un rango entre 40° y 60° API.

2.2.1 Manejo de Yacimientos de Gas Condensado

La historia de producción de campos de gas condensado ha mostrado a través del tiempo, que el aceite es más valioso que el gas debido a la diferencia significativa en precios, esto sumado a la necesidad de mantener la presión de yacimiento por encima del punto de rocío, motiva la inyección de gas como una práctica necesaria para reciclarlo. No obstante con el paso de los años el precio del gas ha venido

incrementándose, y con el tiempo se espera que la re-inyección se convierta en una estrategia poco rentable excepto que el fluido sea muy rico en fracciones pesadas.

Cuando la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de saturación, ocurren dos cosas negativas para la producción, la primera es que se forma un bloque de condensado en la región vecina al pozo ocasionando una declinación en la producción de los dos fluidos, aceite y gas y la segunda, que el gas es más pobre, es decir contiene menos fracciones pesadas. Este fenómeno origina una pérdida de productividad del gas, problema muy común en los yacimientos de gas condensado. [4]

Para incrementar el índice de productividad se han estudiado varias alternativas que atacan el bloqueo de condensado, entre ellas:

- Fracturamiento hidráulico, que pretende aumentar el área de contacto efectivo con la formación
- Acidificación en yacimientos carbonatados
- Inyección de gas y/o solventes permitiendo la movilidad del líquido
- Cambiar la mojabilidad de la roca
- Surfactantes a base de Fluorocarbonatos

Sin embargo, estas soluciones deben ir acompañadas con una estrategia clara de desarrollo del yacimiento que incluyan pozos horizontales o inclinados, que ayuden a aumentar el área de contacto entre las formaciones alargando el tiempo de producción sin problemas de blanco de condensado.

Otra alternativa que se usa normalmente en campos de condensado es la producción cíclica con inyección, es decir inyectar gas en el pozo por un tiempo determinado y posteriormente producirlo, esto ayuda a corto plazo ya que el bloque de condensado retorna cuando la producción comienza nuevamente y la presión de formación cae por debajo de la presión de rocío de la mezcla de gas que se tenga en ese momento.

2.3 Antecedentes y Generalidades de Sistemas de Levantamiento Artificial

La historia de sistemas de levantamiento artificial en Cusiana es muy pequeña; solo hay dos experiencias previas, un pozo en el bloque Rio Chitamena y otro en Cusiana Norte; el objetivo de los dos pozos fue la formación Mirador. A estos, se les realizó un cambio de completamiento instalando mandriles y válvulas de gas lift como sistema de levantamiento. Para cada uno de estos trabajos de “workover” se requirió un taladro de perforación de 2000 HP, debido a las características del completamiento con tuberías de 7”, de 5 ½” o de 4 ½”, y a las profundidades que oscilan entre 15000 y 18000 pies. Los resultados fueron satisfactorios produciendo entre 600 y 1000 barriles de líquidos totales por pozo. La producción incremental asociada a este tipo de sistema fue cercana al medio millón de barriles de petróleo en un pozo y 60 mil barriles en el otro, con un costo aproximado de 6 MMUSD por pozo.

Previo a este trabajo, se realizó un estudio con todos los sistemas de levantamiento artificial disponibles en la industria y se clasificaron los que podrían funcionar para estos campos del Piedemonte Llanero teniendo en cuenta su viabilidad operativa, concluyendo que solamente tres métodos aplican: Bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico y “gas lift”. [5]

2.3.1 Bombeo Electrosumergible

Es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Este sistema de producción ha probado ser eficiente y económico especialmente en la producción de crudos medianos y livianos. Tiene ventajas y desventajas, un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrosumergible, debe reunir características específicas que no afecten su funcionamiento como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos, que son factores indeseables sobre la eficiencia del sistema.

Una de las principales características es su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. [7]

2.3.2 Gas Lift

Es uno de los métodos más utilizados en el mundo para el levantamiento de fluidos en pozos petroleros. El concepto es sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural, con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso. El sistema convencional requiere la instalación de válvulas de descarga que se bajan con la tubería de producción del pozo, la cantidad de estas válvulas depende de la profundidad y de que tan lleno esté el pozo de fluido de completamiento durante el arranque. [11]

Una de las más importantes limitantes de esta tecnología es la disponibilidad de gas en superficie para la inyección. El promedio necesario para estos pozos es entre 4 y 6 MMpcd.

2.3.3 Bombeo Hidraulico

Una bomba hidráulica es un dispositivo tal, que recibiendo energía mecánica de una fuente exterior, la transforma en una energía de presión transmisible de un lugar a otro de un sistema hidráulico a través de un líquido cuyas moléculas estén

sometidas precisamente a esa presión. Los sistemas de bombeo hidráulico proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial. La instalación de la potencia superficial puede ponerse en un lugar central para servir a pozos múltiples, o como una unidad conveniente montada sobre patín localizada en el lugar del pozo individual. El requerimiento de equipo mínimo en el cabezal del pozo acomoda de cerca el pedestal de perforación espaciado de cerca, o las terminaciones de plataforma, así como los requerimientos superficiales de perfil bajo.

El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

El gran inconveniente que tiene cualquiera de los tres tipos de sistemas de levantamiento disponibles en el mercado para este campo es el costo de la operación, debido a las implicaciones del trabajo, que incluyen el uso de un taladro para realizar el cambio de completamiento con un costo cercano a los 6 Millones de dólares por pozo adicional a los costos operativos fijos por generación de electricidad y mantenimiento de los equipos. El análisis económico llevó a la cancelación del proyecto de Levantamiento artificial en Cusiana.

2.4 Generalidades del “Coiled Tubing”.

El “Coiled Tubing” en adelante “C.T” se define como una tubería flexible y continua de diámetro pequeño, enrollada en un tambor, que conecta una serie de equipos en superficie y se asocia a trabajos de perforación, reparación, completamiento y

reacondicionamiento de hueco. Se puede utilizar en ambientes terrestres y marinos. Esta tubería es construida de una aleación especial de carbón – acero, lo que permite se le maneje como a las tuberías PVC (Cloruro de Polivinilo) que poseen características de flexibilidad, anti oxidación y resistencia. El cuerpo de la tubería no requiere conexiones permitiendo que se tenga tranquilidad para correr tamaños más grandes de tubería flexible dentro de la tubería de completamiento. [10]

2.4.1 Características del “Coiled Tubing”

Las características físicas del “C.T” son las mismas que las de tubería convencional de diámetro parecido, teniendo la ventaja de que no es necesario hacer conexiones tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que esta se enrolla o desenrolla en un carrete o tambor accionado mecánicamente como si fuera una manguera, facilitando su almacenamiento y transporte. Por ser una tubería rígida flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales. [12]

El sistema completo descrito en la Figura 5, requiere de una unidad hidráulica que es autónoma y fácilmente transportable, esta inyecta y recupera la tubería flexible continua dentro del pozo. Este sistema no requiere un equipo adicional de “workover” es decir no requiere taladro de perforación.

La unidad hidráulica es controlada desde la consola principal instalada en la cabina de control, esta acciona el cabezal del inyector en el fondo para desplegar y recuperar la tubería. El carrete de almacenamiento también aplica peso sobre la tubería y sirve para guardar y transportar íntegramente la tubería enrollada. El rollo es movido por un motor hidráulico en dos direcciones con un sistema de frenos para mayor seguridad.

El cabezal de inyección proporciona el esfuerzo de tracción para recuperar la tubería, siendo el encargado de introducir y extraer la tubería soportando todo el peso durante la operación, es la guía para la tubería al carrete.

Los equipos de control de presión incluyen el “*Stripper*” que es un dispositivo de control primario generalmente montado en el cabezal de inyección y su función principal es mantener la barrera primaria contra la presión de pozo y sus fluidos. Adicional a esto están las BOP (“*Blow out preventers*”) son equipos de control secundario que permiten cerrar el pozo y controlarlo antes de que ocurra un reventón. Este me permite cortar la tubería bajo condiciones de operación.

Por último, la unidad de potencia del sistema se encarga de generar la potencia necesaria para la operación. [12]

La longitud la tubería flexible puede ser de hasta 9144 m (31000 pies) según el tamaño del carrete y el diámetro de la tubería que oscila entre 1 y 4 ½ pulgadas.

Ventajas Operativas

- Su principal ventaja es que se puede usar con pozo vivo, incluso mientras se están circulando fluidos o nitrógeno en forma continua.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- Su versatilidad para una amplia gama de trabajos y el permanente desarrollo de nuevas tecnologías permitiendo integrar servicios.
- Rapidez operativa por su fácil movilización y el bajo costo.
- La tubería se puede bajar y recuperar mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- Habilidad para trabajar con presión de superficie presente. No requiere matar el pozo.
- Tiempo de servicio reducido comparados con los equipos de tubería por tramos que requieren taladro.

- Se necesitan cuadrillas menos numerosas por ser unidades de fácil movilización.
- Habilidad para efectuar operaciones del control continuo del pozo, especialmente con la tubería en movimiento.
- Actualmente hay materiales alternativos para fabricar la tubería que permiten mayor resistencia a la corrosión, tales como aceros templados y revenidos, en aleaciones de cromo-molibdeno.

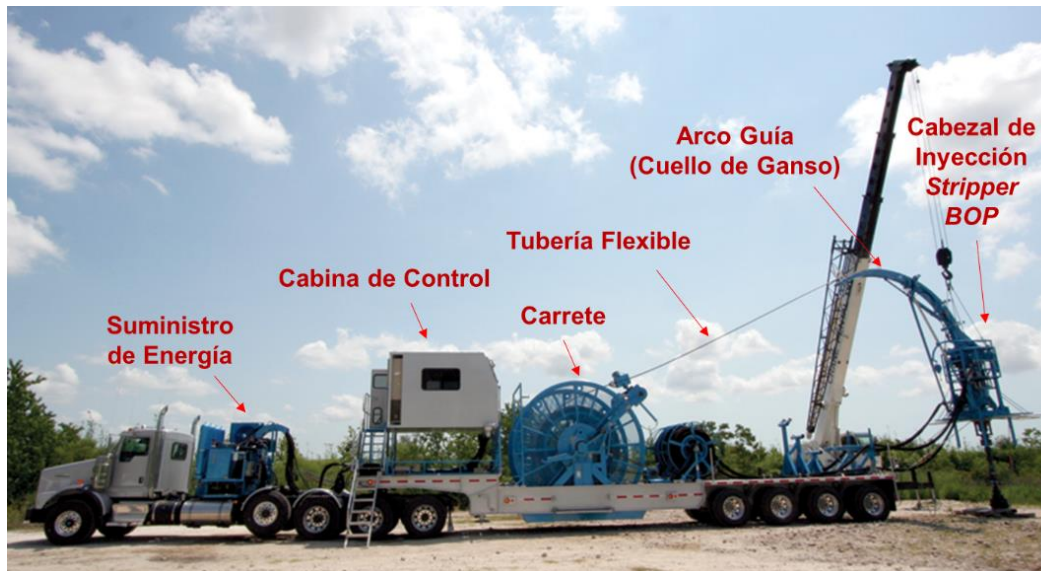


Figura 5 Unidad de "Coiled Tubing" (fuente: Stewart & Stevenson)

Desventajas:

- La resistencia de la tubería contra reventón o colapso está sujeta a los efectos de fatiga cíclica por los doblados de la misma.
- La longitud de la tubería depende directamente de su diámetro, debido a las características del transporte en carretes.
- El espesor de pared es más delgado que el de las tuberías por tramos limitando la resistencia a la carga por tensión.

2.4.2 Principales Usos y Servicios

Actualmente la unidad de “C.T” se utiliza en gran cantidad de actividades relacionadas con trabajos de pozo durante la perforación y en la vida productiva del mismo. Las siguientes son las más comunes:

Limpieza

El “C.T” permite lavar y circular a superficie la acumulación de arena durante la perforación, los sólidos de perforación o los agentes de sostén durante las operaciones de fracturamiento hidráulico. Las limpiezas son similares a las realizadas con la tubería de perforación, la velocidad en el anular es suficiente para levantar los ripios hasta la superficie. Los fluidos incompresibles son comúnmente utilizados para las operaciones de limpieza, Newtonianos como el agua, la salmuera, aceites ligeros, ácidos y mezclas de biopolímeros, y no Newtonianos como lodos de perforación, geles viscosos y complejos. [13]

Cañoneos

El uso del “C.T” para operaciones de cañoneo se viene incrementando con el paso de los años, principalmente en pozos horizontales. Aunque es más costoso que una operación convencional con cable, tiene ventajas operativas en relación a pegas por levantamiento del cañón, y en pozos de difícil acceso por altas tortuosidades. Adicionalmente se puede cañonear bajo balance permitiendo un diferencial de presión óptimo que ayuda a la limpieza del pozo y disminuye el daño.

Estimulaciones Químicas

Los lavados con ácido permiten mantener el pozo limpio de posibles obstrucciones principalmente de carbonato de calcio. La principal ventaja de realizar estos bombeos con “C.T” es que se puede hacer con el pozo vivo lo que permite una limpieza rápida, adicionalmente se tiene un posicionamiento preciso de los fluidos. En pozos donde la obstrucción es tan alta que impide el bombeo de los fluidos se puede realizar una limpieza mecánica con motor de fondo y fresa especialmente diseñada para este tipo de tubería.

Cementaciones

El “C.T” es comúnmente utilizado en operaciones de remediación para eliminar caminos preferenciales al agua o al gas, o para corregir malas cementaciones realizadas durante la perforación y completamiento del pozo, este tipo de trabajo se conoce como cementación forzada (“*Squeeze*”).

Las operaciones de abandono de pozos son muy comunes con el uso del “C.T”, permitiendo ubicar los tapones de abandono de una forma precisa.

Pesca de Herramientas

Los trabajos de pesca con “C.T” han venido creciendo con el tiempo gracias al diseño de nuevas herramientas para operar con diámetro pequeño.

Las ventajas que tiene sobre las operaciones con guaya, son su capacidad de carga y de realizar lavados hidráulicos y la habilidad de pescar en pozo vivo ayudando a prevenir el daño de formación.

Perfiles y Registros de Producción

Es comúnmente usado en pozos con tramos horizontales extendidos o con curvaturas importantes, donde el acceso con cable no es posible. Esta tecnología consiste en un cable conductor enhebrado dentro del “C.T” permitiendo un movimiento uniforme de la herramienta.

Perforación con “C.T”

La perforación con “C.T” es una alternativa viable en muchas operaciones. Se aplica a pozos exploratorios y horizontales a partir de pozos verticales existentes. Tiene ventajas operativas como trabajar sin necesidad de controlar el pozo, rapidez en la operación y en la movilización, y el bajo costo comparado con un taladro. La desventaja es que no permite perforar huecos de gran dimensión y no se puede rotar. [13]

3. DISEÑO DE LA TECNOLOGIA Y METODOLOGIA DE EVALUACION

En este capítulo se presenta y desarrolla la metodología utilizada para la evaluación de los trabajos de "*Gas Lift Coiled Tubing*" partiendo del diseño de la tecnología y la selección de candidatos hasta el cálculo de beneficios estimados por pozo.

3.1 Diseño de la tecnología "*Gas Lift Coiled Tubing*"

El diseño combina dos tecnologías que aunque son muy diferentes, se pueden complementar. La primera, son las sargas de velocidad, aplicación común en la industria petrolera, donde la tubería se cuelga dentro de los tubulares existentes para reducir las áreas de flujo transversal y aprovechar el aumento de la velocidad ascensional que permite que los pozos fluyan con más facilidad, especialmente donde la presión de fondo comienza a declinar. La segunda es utilizar el principio básico de la tecnología de "*gas lift*" convencional, modificándolo o adaptándolo a un sistema con "CT", es decir sin válvulas de descarga, solo con el orificio en fondo de pozo.

Para confirmar que esto fuera posible, se tuvo en cuenta los diferentes trabajos de levantamiento con Nitrógeno realizados por el equipo de intervenciones de pozo. En estos se ubica la punta de la tubería entre 10000 y 12000 pies de profundidad y se bombea Nitrógeno, con la limitante que solo es posible alcanzar 1 MMpcd, aun así esto nos permite levantar pozos muertos bien sea por bloqueo de fluidos durante las estimulaciones químicas, por baja relación gas líquido o por baja presión de fondo fluyendo.

El completamiento actual de los pozos en Cusiana es de 7 y de 5 ½ pulgadas, esto permite instalar dentro de la tubería de producción, un “CT” entre 2 y 1.75 pulgadas, a una profundidad de entre 12000 y 14000 pies, para inyectar gas a través del “CT” y fluir por el anular formado entre el “CT” y la tubería de producción, como se ve reflejado en la Figura 6. Adicionalmente en el ensamblaje de fondo de pozo se requiere instalar un juego de válvulas de seguridad tipo “flapper” para prevenir que haya fluido del pozo dentro del “CT”.

El “CT” debe ser colgado sobre el árbol de navidad con un ensamblaje de doble sello para evitar influjos de gas entre el “coiled” y el colgador, además debe tener un cuello de pesca que permita recuperar el ensamblaje cuando sea requerido.



Figura 6 Esquemático de “gas lift coiled tubing” en superficie y en fondo de pozo (Fuente Equión Energía)

Las altas presiones iniciales de yacimiento ocasionan que los completamientos de los pozos del Piedemonte llanero se diseñen con un sistema de doble barrera para el flujo vertical, es decir con una válvula de seguridad en fondo (“*Down hole safety valve*”) y una válvula master hidráulica en el árbol. El nuevo diseño propuesto para el sistema de “gas lift” impide que estas dos válvulas funcionen debido a que el

“CT” bloquea el funcionamiento de las mismas, razón por la cual se hace necesario incluir una nueva válvula hidráulica actuada que se debe instalar sobre el colgador. En la Figura 6 se ilustra el esquemático final del árbol de navidad. Este diseño permite tener una de las dos barreras del diseño original. No obstante es importante mencionar que la doble barrera en estos casos no se requiere debido a las condiciones actuales de depletamiento de yacimiento y que los pozos a intervenir candidatos para aplicar la tecnología están actualmente cerrados por bajo GLR y baja presión de yacimiento lo cual disminuye el riesgo de tener patadas de pozo durante y después de la intervención.

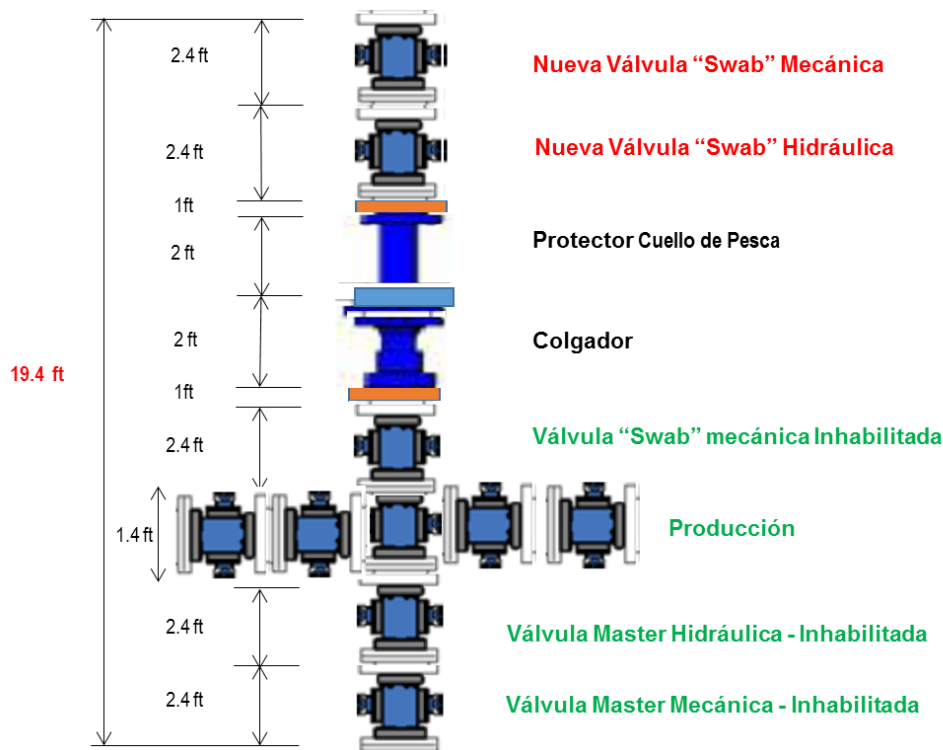


Figura 7 Configuración del árbol de navidad (Fuente: Equión Energía)

Para optimizar el diseño, ahorrar costos y probar la tecnología, se decidió utilizar el “CT” disponible, en este caso de acero al carbono, que tiene una resistencia limitada a los fluidos de producción. Esta tubería ya estaba depreciada y no se usaba en operaciones de intervenciones de pozo debido a su desgaste, aun así es

viable para inyección de gas seco. Para estimar la vida útil de la tubería se corrió el modelo de corrosión dando como resultado de 6 a 7 meses, tiempo suficiente para que el trabajo fuera rentable.

La decisión a futuro, dependiendo de la evaluación económica y del potencial evidente en los pozos de prueba, debe ser, reemplazar el "CT" de acero al carbono por uno 13% Cromo, cuya resistencia a la corrosión es mayor, generada por el CO₂ presente en el gas que oscila entre el 5% y el 6%, mezclado con el agua de producción del pozo.

Esta nueva tubería puede dar una vida útil al sistema tres a cuatro veces mayor, es decir entre 2 y 3 años.

3.2 Modelo de análisis nodal para "Gas Lift Coiled Tubing"

Un modelo de análisis nodal se realizó para cada uno de los candidatos propuestos con el propósito de determinar la cantidad de gas óptima a inyectar, definir la profundidad de inyección del CT y calcular el beneficio estimado de cada pozo. Para esto se tuvo en cuenta las consideraciones de yacimiento, relación de gas líquido, corte de agua, presiones de formación y de fondo fluyendo, registros de producción, últimas pruebas de pozo, volúmenes de inyección de gas, propiedades de fluidos, daño de formación, y tamaño de la tubería disponible.

El beneficio final se calculó usando como base el software "wellflo" cuya presentación se muestra en la Figura 8. Esta herramienta permite hacer análisis nodal con un sistema de "gas lift" sin válvulas de descarga, simulando el "CT" como el nuevo completamiento, inyectando gas a través del "CT" y fluyendo por el anular.

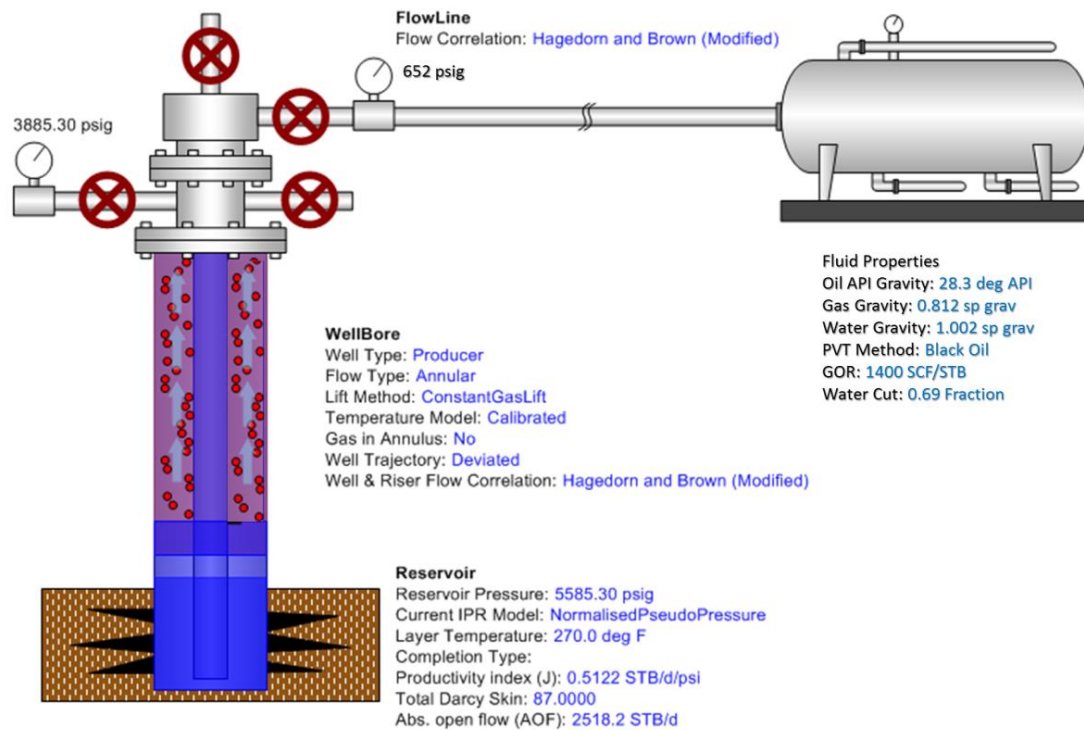


Figura 8 Diseño de un modelo de "gas lift" (Fuente: Wellflo - Equion)

Adicionalmente se usó un modelo probabilístico para estimar el resultado final que involucra el método de Montecarlo como herramienta de evaluación y que incorpora el riesgo e incertidumbre a través del diseño experimental, lo cual se logra manipulando de manera controlada una o más variables asociadas a un sistema con el propósito de medir el impacto en la respuesta del mismo. Este modelo nos permite tener un caso base (P50) un caso optimista (P10) y uno pesimista (P90) de valores iniciales de producción tal como se muestra en la Figura 9. Este resultado se estimó para cada uno de los pozos del estudio.

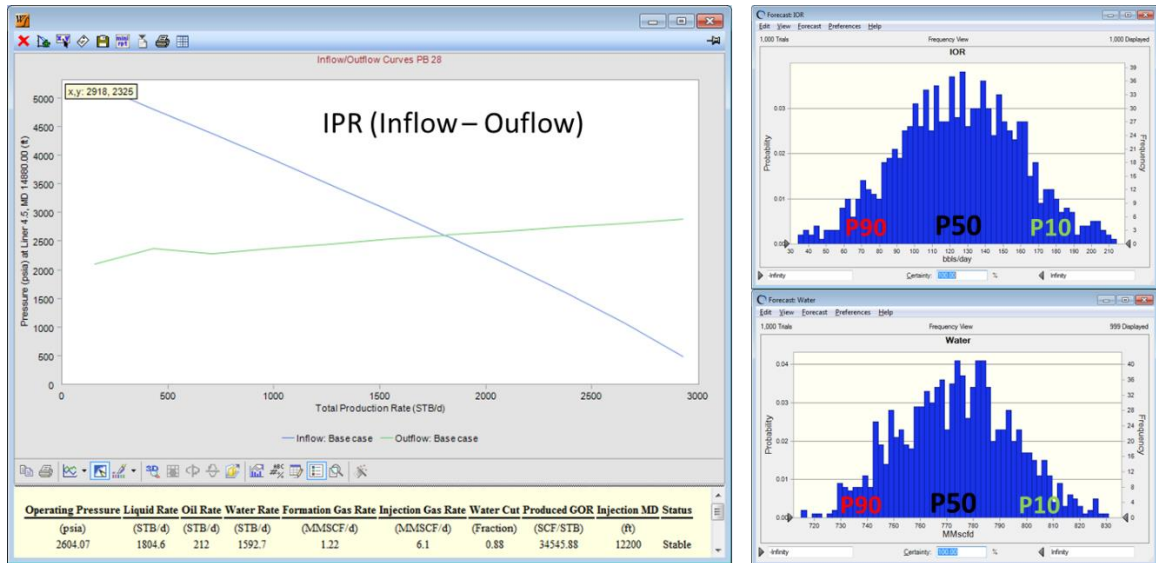


Figura 9 Análisis nodal con evaluación probabilística (Fuente: Wellflo - Equion)

3.3 Selección de Candidatos y Cálculo de beneficios por pozo

La selección de candidatos para la tecnología en mención, parte de una lista de 35 pozos disponibles en Cusiana que en su momento se encontraban cerrados por diferentes motivos, entre ellos, por su imposibilidad de fluir con las condiciones actuales de superficie y de fondo de pozo, por su baja relación gas líquido, por su baja presión de yacimiento y por la falta de gas de inyección en la zona.

La principal característica que debe tener un pozo para aplicar a la tecnología de “gas lift coiled tubing” es, que tenga acceso a la línea de gas de alta presión en superficie para inyección del sistema. De los 35 pozos existentes 15 no cumplen con esta condición, razón por la cual la lista se reduce a 20 pozos candidatos, como se evidencia en la tabla 3.

El segundo filtro que se aplicó tiene en cuenta los pozos, que están clasificados con medio o bajo riesgo de integridad, y que tengan instalaciones de producción funcionales.

Por último se revisó desde el punto de vista de oportunidad de yacimientos y se concluyó que el mayor potencial lo tienen los pozos cuya formación objetivo sea Barco y Guadalupe, debido a tres aspectos fundamentales, primero que la presión

de yacimiento es significativamente mayor que Mirador, 5000 psi vs 3000 psi, las saturaciones de aceite son altas y que la relación gas-líquido es tan baja que no permite que el pozo fluya naturalmente.

POZO	STATUS	STATUS ACTUAL	Formacion	Riesgo Integridad	PLAN	Gas en locación
Pozo 1	Productor	Muerto	Mirador	Medio	En lista de abandono	Si
Pozo 2	Productor	Muerto	Mirador	Medio	En lista de abandono	Si
Pozo 3	Inyector gas	Cerrado	Mirador	Bajo	En lista de abandono	Si
Pozo 4	Productor	Cerrado	Mirador	Medio	En lista de abandono	Si
Pozo 5	Inyector gas	Cerrado	Mirador	Bajo	En lista de abandono	Si
Pozo 6	Inyector gas	Cerrado	Barco y Guadalupe	Medio	En proyecto de inyeccion de Nitrógeno	Si
Pozo 7	Inyector gas	Muerto	Mirador	Medio	En proyecto de inyeccion de Nitrógeno	Si
Pozo 8	Inyector gas	Cerrado	Mirador	Bajo	Proyecto Piloto de Recobro Mejorado	Si
Pozo 9	Productor	Cerrado	Barco y Guadalupe	Bajo	Proyecto Piloto de Recobro Mejorado	Si
Pozo 10	Productor	Cerrado	Barco y Guadalupe	Bajo	Pozo en lista de abandono	SI
Pozo 11	Productor	Muerto	Mirador	Bajo	En proyecto de inyeccion de Nitrógeno	Si
Pozo 12	Inyector de gas	Cerrado	Mirador	Bajo	En proyecto de inyeccion de Nitrógeno	Si
Pozo 13	Productor	Cerrado	Barco y Guadalupe	Medio	En lista de abandono	Si
Pozo 14	Inyector gas	Cerrado	Mirador	Medio	En proyecto de inyeccion de Nitrógeno	Si
Pozo 15	Productor	Muerto	Barco y Guadalupe	Medio	En lista de abandono	Si
Pozo 16	Productor	Muerto	Mirador	Bajo	En proyecto de inyeccion de Nitrógeno	Si
Pozo 17	Inyector gas	Muerto	Mirador	Bajo	En lista de abandono	Si
Pozo 18	Productor	Muerto	Mirador	Bajo	En lista de abandono	Si
Pozo 19	Inyector gas	Muerto	Mirador	Bajo	En lista de abandono	Si
Pozo 20	Productor	Muerto	Mirador	Bajo	En lista de abandono	Si

Tabla 3 Lista de candidatos disponibles para aplicar “Gas Lift Coiled Tubing”
(Fuente: Equion)

Luego de aplicar los filtros anteriormente mencionados al listado inicial, se definen cuatro candidatos posibles para aplicar la tecnología, los pozos 9, 10, 13 y 15, descritos en la tabla 4. El pozo 6 se descarta por el hecho de haber sido un pozo inyector de gas por muchos años con saturaciones de aceite estimadas muy bajas.

En la tabla 4 se resumen las principales características de los cuatro pozos candidatos, tales como la profundidad media de las formaciones productoras, temperatura y presión de yacimiento, el tipo de completamiento existente en el pozo y el tamaño del “CT” que se propone junto a la presión en la que operaría el sistema en cabeza de pozo.

Pozo	Formación	Profundidad media de fm (pies)	Temperatura de Yacimiento (°F)	Presión de Yacimiento (psi)	Completamiento Existente	Tamaño de Coiled (pulg)	Presión en cabeza (psi)
Pozo 9	Barco	15800	260	6000	7" Tubing 4.5" Liner	2	650
	Guadalupe	15980	265	5600			
Pozo 10	Barco	14880	260	5800	5.5" Tubing 4.5" Liner	1.75	600
	Guadalupe	15200	265	5500			
Pozo 13	Barco	14200	265	5100	5.5" Tubing 7" Liner	1.75	700
	Guadalupe	14500	270	5300			
Pozo 15	Barco	15500	260	5100	7" Tubing 7" Liner	2	800
	Guadalupe	15700	265	5200			

Tabla 4 Características de los pozos candidatos (Fuente: Equion)

3.3.1 Beneficio estimado pozo 9

El pozo 9 tiene como completamiento, tubería de producción de 7" y "liner" de 4 1/2" y fluyó estable hasta finales de 2013 cuando su baja relación gas líquido le impidió su flujo natural. La última prueba de producción fue del 21 de octubre de 2013 con un volumen de aceite de 886 bpd, 2 mmpcd de gas y 2070 bpd de agua. En Dic de 2013 se convierte el pozo a inyector de gas y en Junio de 2014 se trató de fluir nuevamente pero no fue posible mantenerlo estable por su alto corte de agua (95%), se continuó la inyección de gas hasta diciembre de 2014 donde se cierra definitivamente. La Figura 10 ilustra las pruebas del pozo en su último año de producción

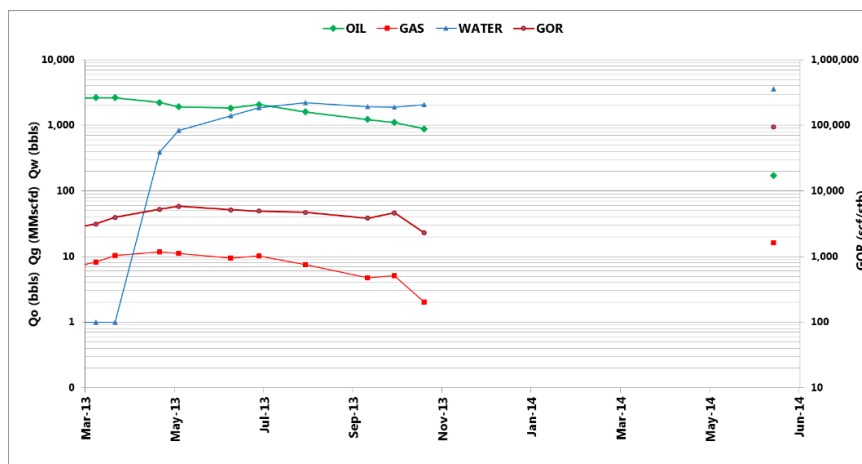


Figura 10 Comportamiento de Producción Pozo 9 (Fuente: Equion)

Teniendo en cuenta los antecedentes del pozo, y la información de yacimiento y completamiento, se diseñó un modelo de análisis nodal junto a un probabilístico dando como resultado para el caso base: 200 bpd de aceite como se refleja en la tabla 5.

IOR Pozo 9	P(10)	P(50)	P(90)
Aceite (bpd)	300	200	100
Gas (mmpcd)	1.50	1.10	0.70
Agua (bpd)	3400	3600	3900

Tabla 5 Resultados probabilísticos de “Gas Lift Coiled Tubing” Pozo 9 (Fuente: Equion)

El caso contempla las siguientes consideraciones para el diseño del gas lift:

- Inyección de gas del sistema: entre 4.5 y 5.5 mmpcd
- Diámetro externo del “CT”: 2 pulgadas.
- Profundidad del CT: 13000 – 13200 pies
- PWF @ profundidad del CT: 2600 – 2700 psi
- PWF @ profundidad de formación: 3500 – 3600 psi
- Presión de inyección del sistema de gas lift: 3000-3200 psi
- Presión en cabeza de pozo: 800 psi

La Figura 11 muestra las condiciones de diseño para el análisis nodal y su configuración propuesta para el completamiento.

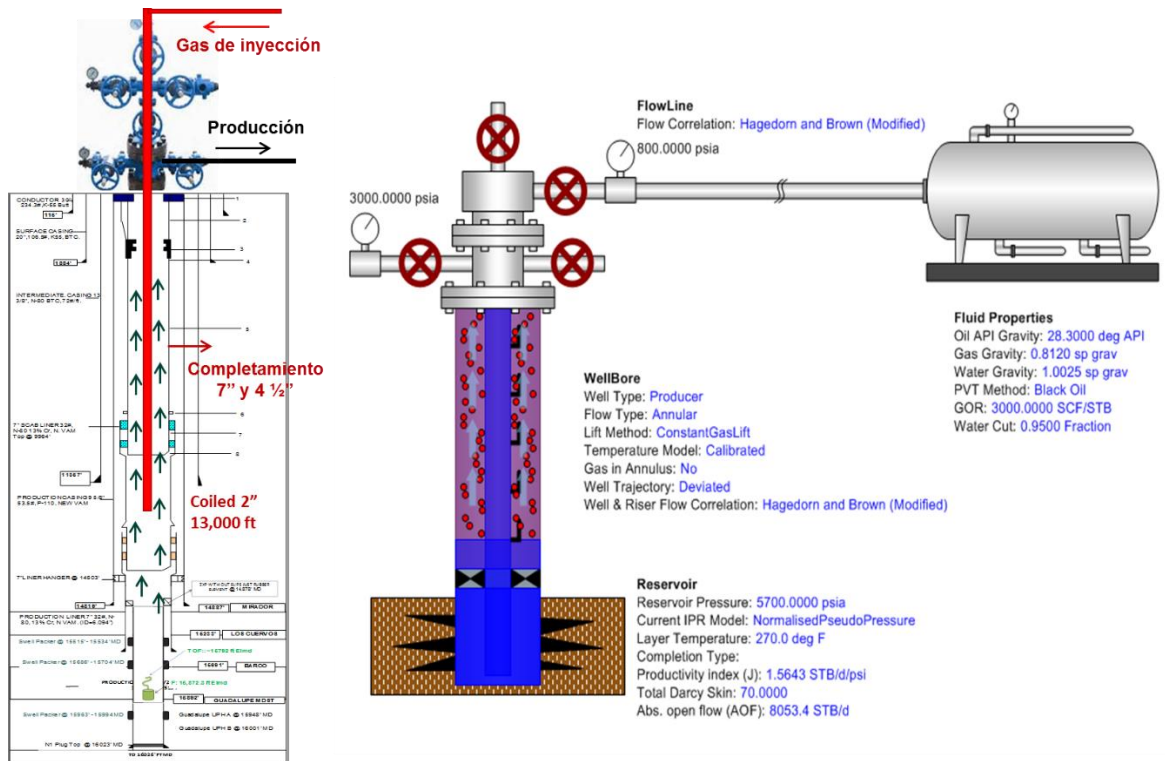


Figura 11 Diseño de análisis nodal con "gas lift coiled tubing" para el pozo 9 (Fuente: Equion)

3.3.2 Beneficio estimado pozo 10

El pozo 10 tiene en su completamiento, tubería de producción de 5 1/2 y "liner" de 4 1/2 pulgadas y fue productor de la formación Barco hasta Septiembre de 2013. En esta fecha se adiciona la formación Guadalupe con una producción incremental cercana a los 1000 bpd pero con una fuerte declinación posterior del 26% promedio mensual. El pozo dejó de fluir en abril de 2014 debido a su baja relación gas líquido y se trató de implementar un sistema de inyección y producción cíclica en el pozo inyectado 15 MMpcd por un mes y produciendo por un tiempo similar, sin tener resultados satisfactorios, En Septiembre de 2014 se restablece nuevamente la producción del pozo posterior a un período de inyección pero solo logra producir estable por 4 meses más, deja de fluir en enero de 2015 como se ilustra en la Figura 12.

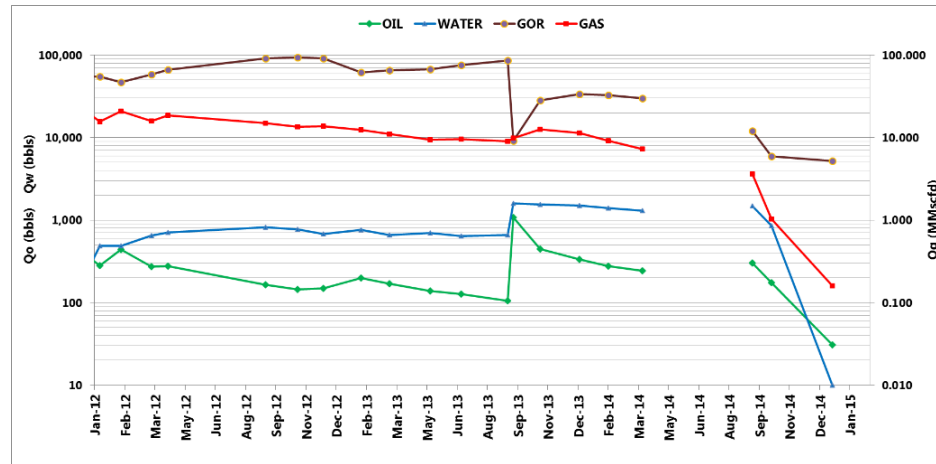


Figura 12 Comportamiento de Producción Pozo 10 (Fuente: Equion)

Luego del ejercicio de análisis nodal para el pozo 10, seguido del análisis probabilístico, el beneficio estimado en el caso base para este pozo es de 180 bpd de aceite como se refleja en la tabla 6.

IOR BAPB28	P(10)	P(50)	P(90)
Oil (bopd)	120	180	250
Gas (MMscfd)	0.45	0.58	0.71
Water (Bwpd)	1347	1396	1449

Tabla 6 Resultados probabilísticos Pozo 10 (Fuente: Equion)

El caso contempla las siguientes consideraciones para el diseño del gas lift:

- Inyección de gas del sistema: entre 4 y 5 mmpcd
- Diámetro externo del CT: 1.75 pulgadas.
- Profundidad del CT: 12000 – 12200 pies
- PWF @ profundidad del CT: 2100 – 2300 psi
- PWF @ profundidad de formación: 3000 – 3200 psi
- Presión de inyección del sistema de “gas lift”: 3400-3500 psi
- Presión en cabeza de pozo: 800 psi

La Figura 13 muestra las condiciones de diseño para el análisis nodal y su configuración propuesta para el completamiento.

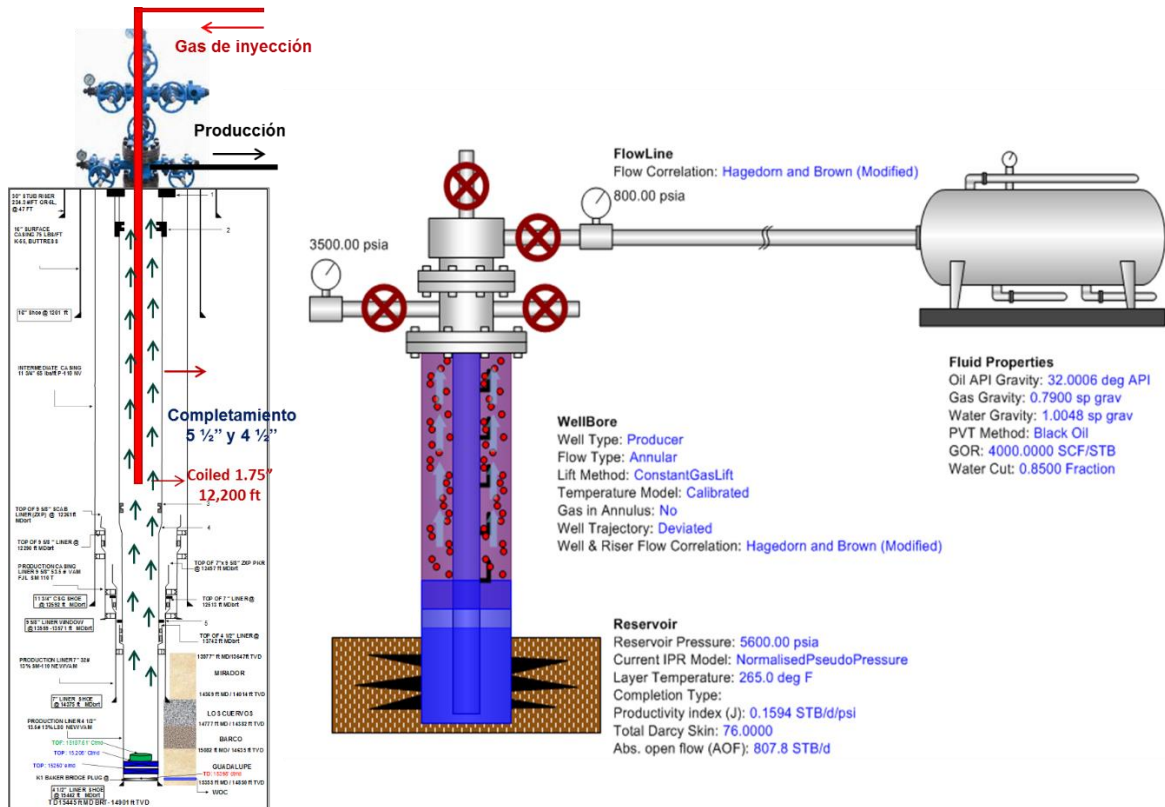


Figura 13 Diseño de análisis nodal con "gas lift coiled tubing" para el pozo 10 (Fuente: Equion)

3.3.3 Beneficio estimado pozo 13

El pozo 13 tiene como completamiento, tubería de producción de 5 1/2" y "liner" de 7 pulgadas. Fue un excelente productor del campo, de las formaciones Barco y Guadalupe, con un acumulado cercano a los 24 mmbbls. Produjo hasta Enero de 2016, su mayor contribución de fluidos fue principalmente de la formación Guadalupe. Como se puede ver en la Figura 14, el pozo deja de fluir por su baja relación gas líquido, en los últimos meses perdió alrededor del 50% de su producción de gas, sumado a los más de 3000 barriles de agua producida por día, hizo imposible que continuara fluyendo por sí solo.

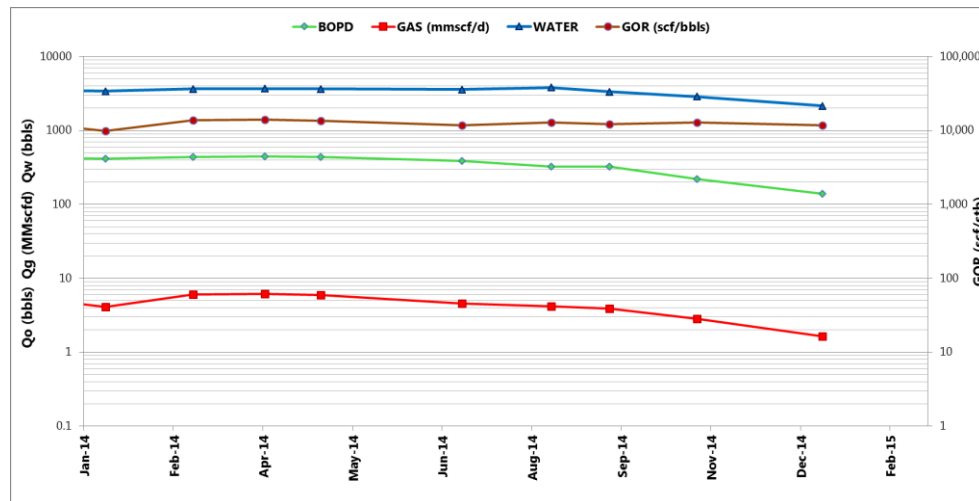


Figura 14 Comportamiento de Producción Pozo 13 (Fuente: Equion)

Luego del diseño de análisis nodal para el pozo 13, seguido del análisis probabilístico, el beneficio estimado se calculó entre 140 y 250 bopd provenientes de las formaciones Barco y Guadalupe, con un corte de agua entre 90 y 94%. Adicionalmente el GOR asumido es entre 2000 y 3000 scf/stb. La información del beneficio se resume en la tabla 7.

IOR Pozo 13	P(10)	P(50)	P(90)
Aceite (bpd)	140	180	250
Gas (mmpcd)	1.60	2.00	2.40
Agua (bpd)	2650	2700	2850

Tabla 7 Resultados probabilísticos Pozo 13 (Fuente: Equion)

El caso estima las siguientes consideraciones para el diseño del gas lift:

- Inyección de gas del sistema: entre 3 y 4 mmpcd
- Diámetro externo del “coiled tubing”: 1.75 pulgadas.
- Profundidad del CT: 12000 – 12500 pies
- PWF @ profundidad del CT: 2500 – 2600 psi

- PWF @ profundidad de formación: 3100 – 3200 psi
- Presión de inyección del sistema de gas lift: 3100-3200 psi
- Presión en cabeza de pozo: 800 psi

La Figura 15 muestra las condiciones de diseño para el análisis nodal y su configuración propuesta para el completamiento.

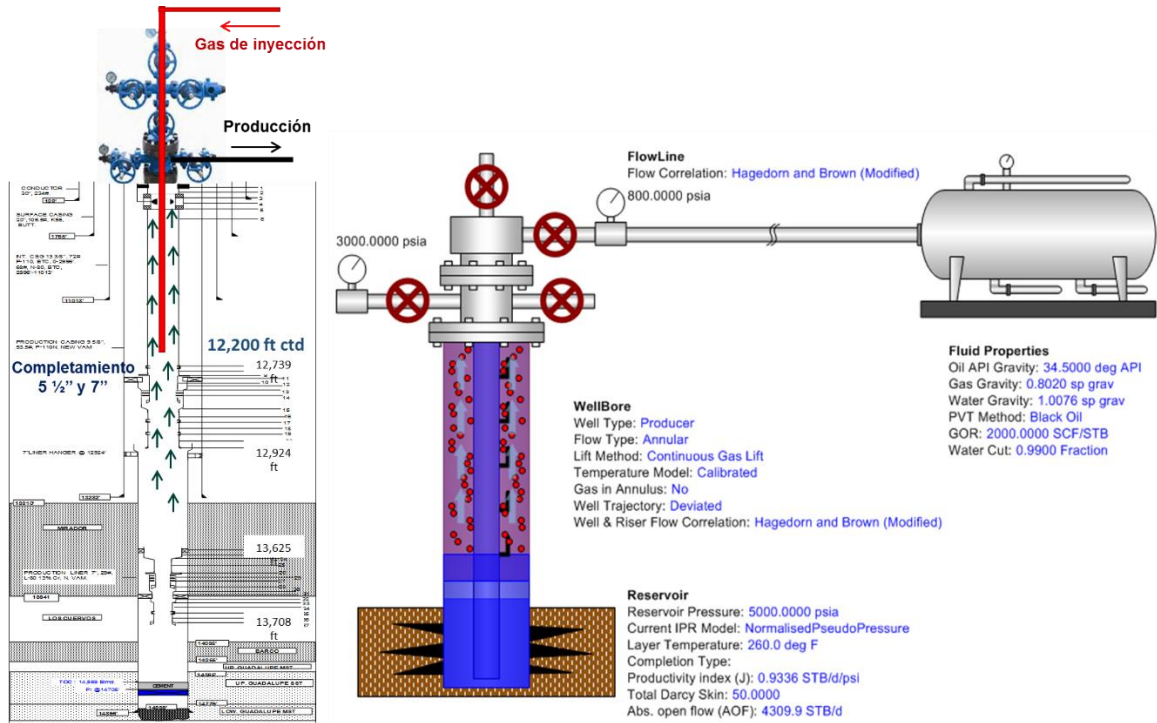


Figura 15 Diseño de análisis nodal con “gas lift coiled tubing” para el pozo 13 (Fuente: Equion)

3.3.4 Beneficio estimado pozo 15

El pozo 15 tiene como completamiento, tubería y “liner” de producción de 7” (pozo “mono-bore”). Fue un pozo productor de Barco y Guadalupe con una producción que alcanzó los 12 MMbbls acumulados. Produjo hasta Febrero de 2015 donde murió por su baja relación gas - líquido. Como se evidencia en la Figura 16, el pozo deja de fluir por su baja relación gas líquido, en los últimos 5 meses pasó de producir 11 MMpcd a menos de 5 MMpcd, perdiendo más del 50% de su producción

de gas, adicionalmente este pozo fue el segundo mayor productor de agua en el campo en su momento, entre 6000 y 7000 barriles por día. La combinación de estos factores hizo imposible que continuara fluyendo por sí solo.

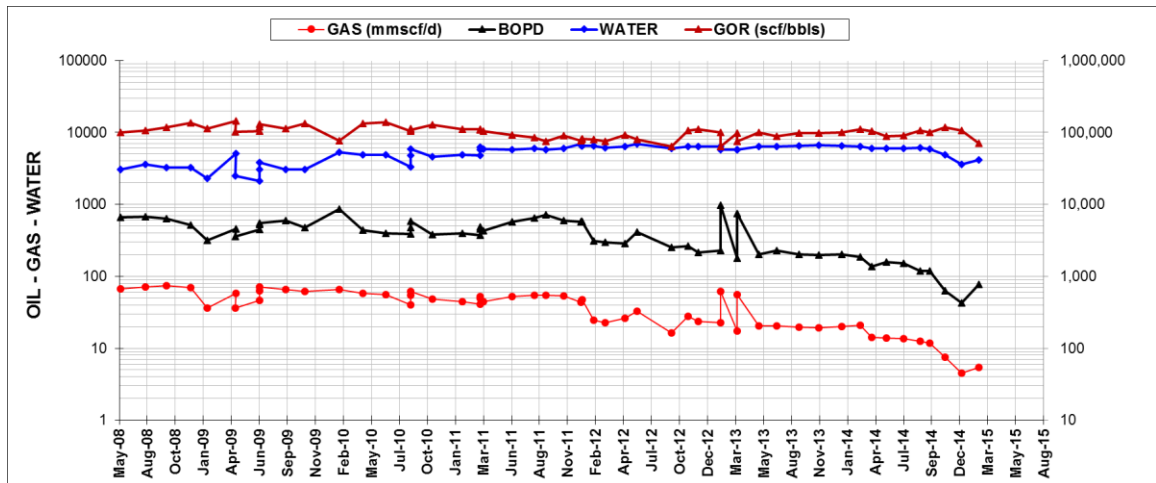


Figura 16 Comportamiento de Producción Pozo 15 (Fuente: Equion)

Luego del diseño de análisis nodal para el pozo 15, seguido del análisis probabilístico, el beneficio estimado es del orden de 100 bopd provenientes de las formaciones Barco y Guadalupe, con un corte de agua estimado del 98% que fue el último reportado en las pruebas de producción. El resumen de los tres casos evaluados se muestra en la tabla 8.

IOR BAPB28	P(10)	P(50)	P(90)
Oil (bopd)	50	100	150
Gas (MMscfd)	0.50	1.00	1.50
Water (Bwpd)	3500	4000	4500

Tabla 8 Resultados probabilísticos Pozo 15 (Fuente: Equion)

El caso estima las siguientes consideraciones para el diseño del gas lift:

- Inyección de gas del sistema: entre 4 y 5 mmpcd

- Diámetro externo del “coiled tubing”: 2 pulgadas.
- Profundidad del CT: 12000 – 12500 pies
- PWF @ profundidad del CT: 2800 – 3000 psi
- PWF @ profundidad de formación: 3300 – 3500 psi
- Presión de inyección del sistema de gas lift: 3500-3700 psi
- Presión en cabeza de pozo: 800 psis

La Figura 17 muestra las condiciones de diseño para el análisis nodal y su configuración propuesta para el completamiento.

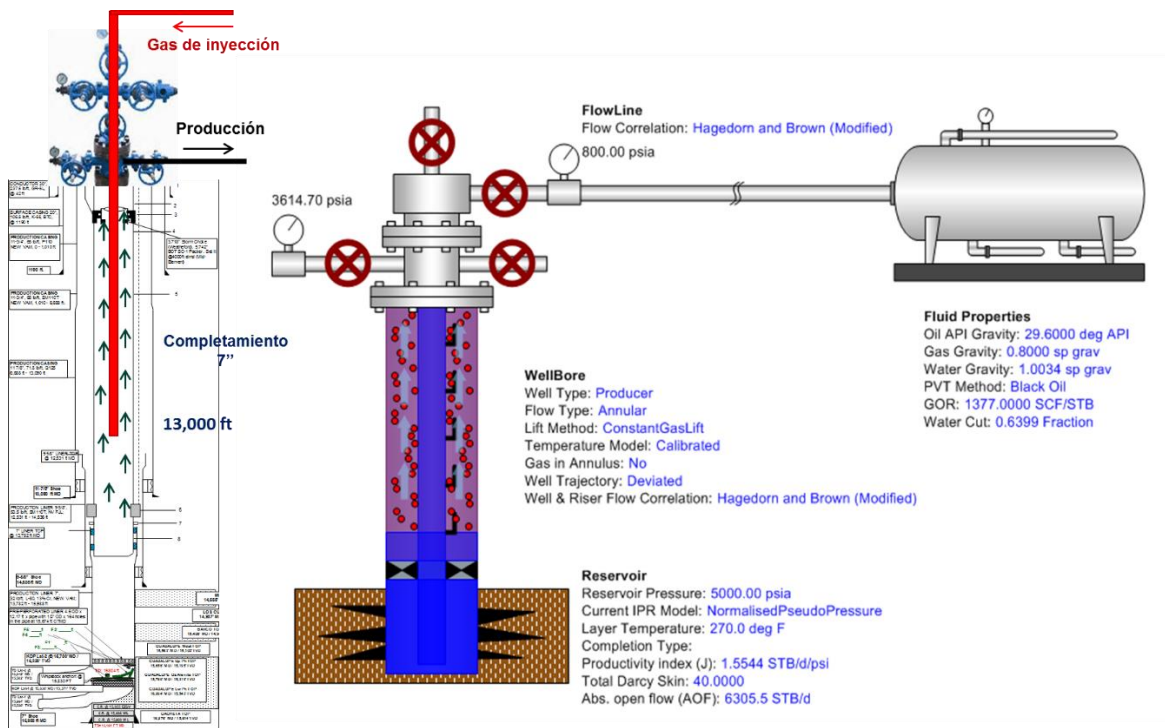


Figura 17 Diseño de análisis nodal con “gas lift coiled tubing” para el pozo 15
(Fuente: Equion)

4. IMPLEMENTACION Y RESULTADOS DE LA TECNOLOGIA

Una vez estimados los beneficios para cada uno de los cuatro pozos disponibles para aplicar la tecnología de *“gas lift coiled tubing”*, se decidió implementarla en los pozos 9, 10 y 13, descartando el pozo 15 por su alto corte de agua y su bajo beneficio estimado. El proyecto se propuso para ser ejecutado en el segundo semestre del 2016 empezando con el pozo 13, cuya viabilidad técnica y operativa se consideró más alta en el análisis previo, debido a que este fue el último en dejar de producir, hecho que reduce la incertidumbre del premio final del proyecto. La evaluación económica se realizó a 7 meses, tiempo estimado de vida útil del “CT” por corrosión.

El trabajo de intervención de los tres pozos fue básicamente el mismo, con una duración aproximada de una semana por pozo y consistió en instalar el colgador del “CT” en el árbol de navidad y correr la tubería hasta la profundidad de diseño, posteriormente habilitar la inyección de gas a través del “CT” y producir por el anular entre el “CT” y la tubería de producción del pozo. Para definir el beneficio inicial se realizó una prueba multifásica con equipo en superficie y se propuso realizar pruebas mensuales para el monitoreo del trabajo y su evaluación final.

Es importante mencionar que hubo un trabajo previo de superficie para habilitar la inyección de gas en cabeza de cada uno de los pozos, este trabajo consistió en instalar una línea de 3” desde la línea principal de inyección a la cabeza de pozo, adicionalmente se instalaron y habilitaron los instrumentos de medición de presión, temperatura y caudal de inyección.

4.1 Implementación y Resultados Pozo 13

El pozo 13 fue el primero en el que se desarrolló la tecnología. En la Figura 18 se puede ver el esquema con el completamiento final y el arreglo en superficie. El “CT” se sentó a una profundidad de 12,215 pies, dentro del rango inicialmente propuesto y la inyección del sistema empezó con 3.7 mmpcd hasta lograr una estabilización de 4.5 mmpcd. 32 pies de tubería quedaron disponible como cuello de pesca para su recuperación posterior.

Durante la primer prueba de producción se ajustó el gas de inyección para optimizar el sistema variando el caudal y haciendo pruebas intermedias entre cada una de las tasas, dando como mejor resultado 3.7 mmpcd como se refleja en la tabla 9.

Fecha de Prueba	Tasa de Gas	WHP (psi)	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	Qw (bpd)	BS&W	GOR
8-Aug-15	3.7	746	87	0.25	4814	98.2%	2874
8-Aug-15	4.0	723	70	0.22	4275	98.4%	3143

Tabla 9 Pruebas Iniciales del Pozo 13 (Fuente: Equion)

El comportamiento del pozo no estuvo acorde a lo esperado si se compara con los 180 bopd estimados en el caso base, pero el sistema como medio de levantamiento artificial funcionó muy bien, teniendo en cuenta que se diseñó para producir 3000 barriles de fluidos totales y se alcanzaron producciones cercanas a los 4900 barriles. La evolución del BSW en el pozo hizo que perdiera el valor inicial propuesto, toda vez que se evaluó con un corte de agua de 94%, que fue el valor más alto medido en el pozo antes de su muerte, pero la realidad evidenció un valor más alto luego de aplicada la tecnología, 98.2%

Configuración del árbol de navidad

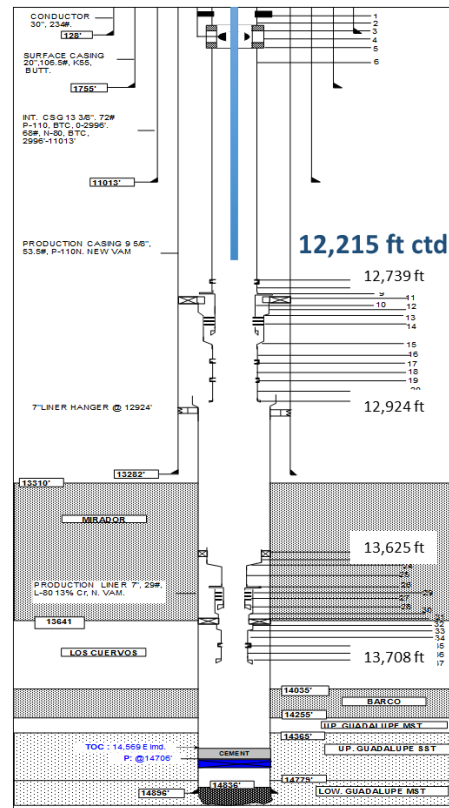
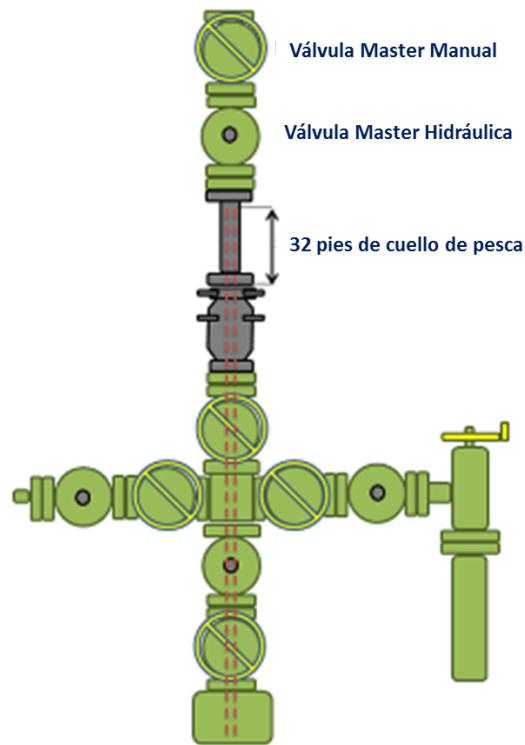
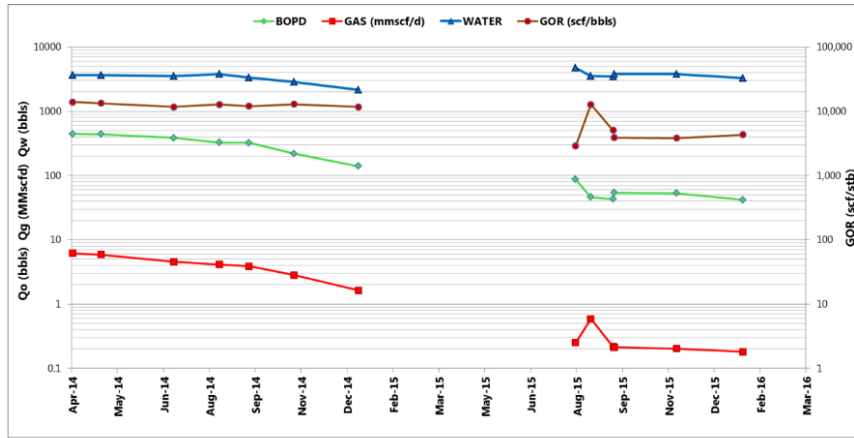


Figura 18 Configuración final en cabeza y en fondo del pozo 13 (Fuente: Equion)

Las pruebas posteriores tomadas para monitorear el comportamiento del pozo no mostraron un cambio significativo como se puede ver en la tabla 10. El BSW continuó entre 98 y 99% y el volumen de aceite en los 50 bopd.



Fecha de Prueba	Tasa de Gas	WHP (psi)	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	Qw (bpd)	BS&W	GOR
8-Aug-15	3.7	746	87	0.25	4814	98.2%	2874
23-Aug-15	3.5	704	46	0.21	3548	98.7%	4565
15-Sep-15	4.4	755	54	0.21	3765	98.6%	3907
15-Nov-15	4.4	703	53	0.25	3765	98.6%	4774
19-Jan-16	4.7	704	42	0.24	3722	98.9%	5714

Tabla 10 Pruebas oficiales del pozo 13 (Fuente: Equion)

4.1.1 Costo Beneficio

El costo total asociado a la intervención fue de 450 mil dólares y la producción total 13200 barriles de petróleo como se muestra en la Figura 19.

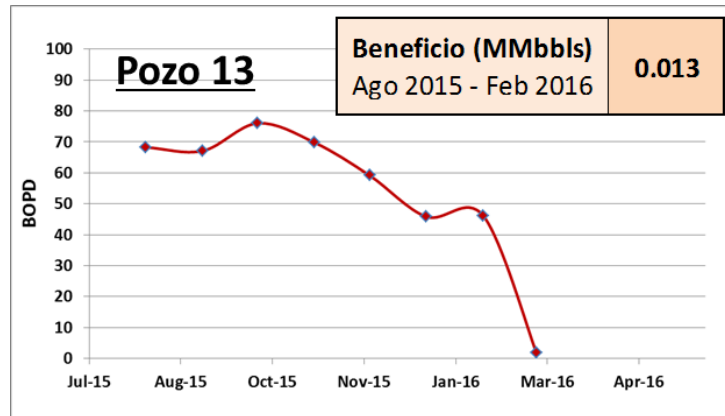


Figura 19 Perfil de Producción Pozo 13 (Fuente: Equion)

4.2 Integridad del Sistema

Luego de siete meses de producción y acorde con la recomendación de integridad, se decide sacar la tubería para confirmar el modelo de corrosión y ajustarlo de acuerdo a los resultados obtenidos. No se evidenciaron problemas relacionados con la capacidad de la tubería para soportar cargas de tensión al momento de recuperarla.

Tanto la tubería como el BHA fueron sometidos a una inspección rigurosa para evaluar posible daño por corrosión de CO₂, las válvulas tipo “*flapper*” del BHA se probaron con resultados positivos. El orificio inyector evidenció una erosión significativa causada por el flujo de gas, el conector del BHA no mostro ningún tipo de desgaste ni interno ni externo.

En cuanto a la tubería se puede decir que la corrosión interna no es un problema en este tipo de sistemas de levantamiento, debido a que el gas de inyección es seco, razón por la cual el diámetro interno de la misma se observó en muy buenas condiciones. En la parte externa de la tubería se evidenció un desgaste significativo por CO₂ en forma de picadura causando pérdidas en áreas extensas de la tubería especialmente en los 500 pies más cercanos a la superficie del pozo. La siguiente tabla resume el desgaste de cada una de las 6 secciones de tubería analizada.

Sección de CT Inspeccionado	Mínimo espesor de pared Previo a la instalación (Agosto 2015)	Mínimo espesor de pared Posterior a la instalación (Marzo 2016)	% de pérdida de espesor de pared
1 (Parte Inferior)	0,125"	0,118"	5,6%
2	0,145"	0,135"	7%
3	0,156"	0,141"	9%
4	0,175"	0,158"	10%
5	0,190"	0,163"	14%
6 (Parte Superior 500 pies)	0,204"	0,120"	41%

Tabla 11 Variación de espesor de pared del CT posterior al trabajo (Fuente: Equion)

Como se puede notar en la tabla 11, los primeros 500 pies de la información medida, mostraron una reducción en el espesor de pared del 41%, ligeramente por debajo de lo estimado en el modelo de corrosión inicial. Esta información fue clave para ajustar el modelo de corrosión inicial para los otros dos pozos permitiendo que se puedan fluir por dos meses más, es decir de 8 a 9 meses.

En el anexo 1 se muestra la evidencia fotográfica de cada una de las partes del sistema una vez terminada la operación.

Por su alto corte de agua (~99%) se decide abandonar el pozo después del trabajo, no es económico instalar nuevamente el sistema por tan baja producción.

4.3 Implementación y Resultados Pozo 9

El pozo 9 fue el segundo en aplicarle la tecnología. En la Figura 20 se puede ver el esquema con el completamiento final y el arreglo en superficie. El CT se sentó a una profundidad de 13,006 pies, dentro del rango inicialmente propuesto y la inyección del sistema empezó con 3.8 mmpcd hasta lograr una estabilización de 5.3 mmpcd. Se dejaron 30 pies de tubería disponibles como cuello de pesca para su recuperación posterior.

Durante la primer prueba de producción se ajusta el gas de inyección para optimizar el sistema dando como resultado 5.3 mmpcd como el óptimo inicial, con una tasa de aceite de 174 bpd, la cual se encontró muy cercana al caso base propuesto. El corte de agua inicial del pozo fue de 96% tal y como se describe en la tabla 12.

Date	Inj Rate	WHP	Qo	Qg	Qw	BS&W	GOR
23-Oct-15	4.3	688	139	1.26	4160	96.8%	9043
24-Oct-15	4.6	695	151	1.44	4054	96.4%	9543
24-Oct-15	5.3	702	174	1.19	4069	95.9%	6845

Tabla 12 Pruebas Iniciales del Pozo 9 (Fuente: Equion)

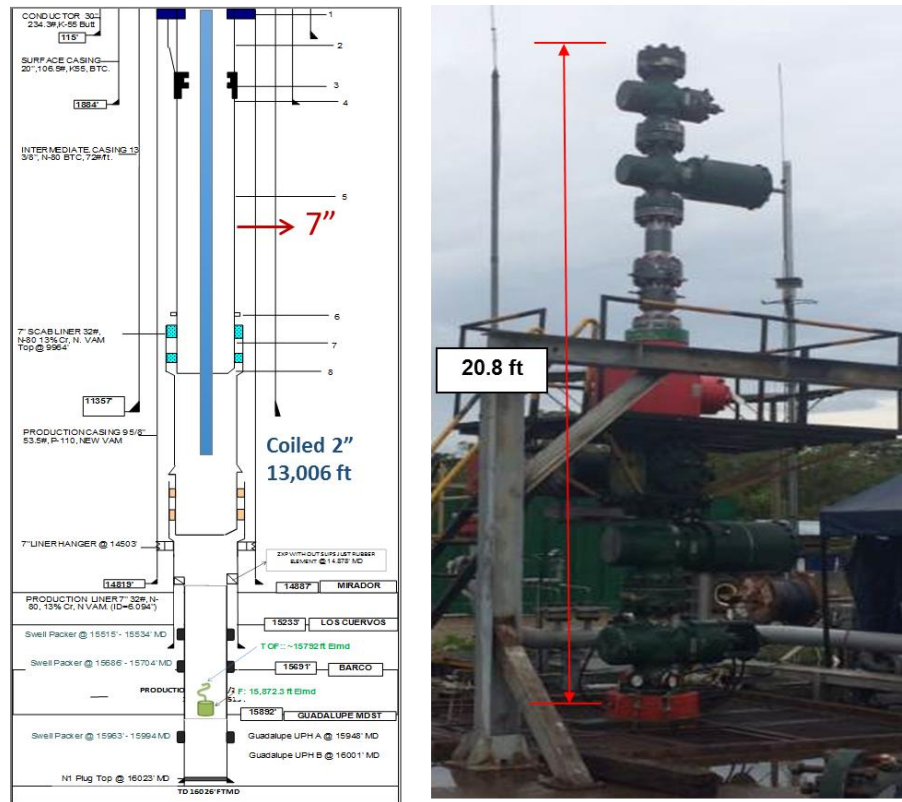
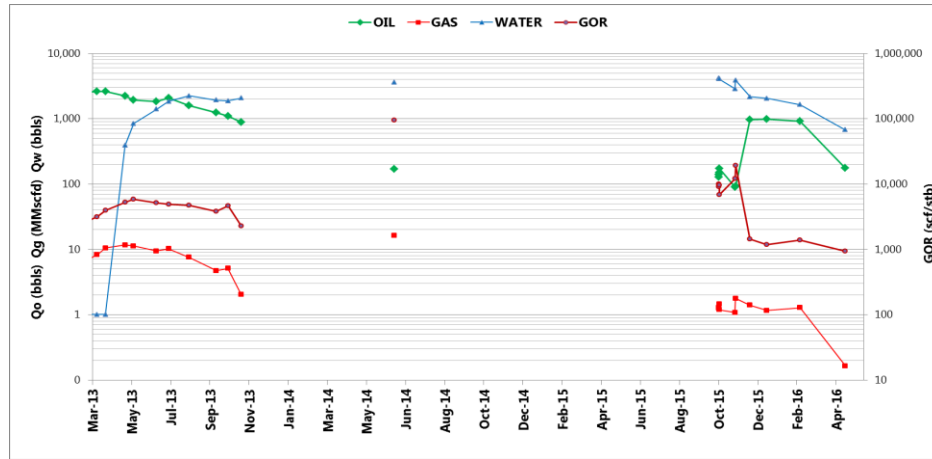


Figura 20 Configuración final en cabeza y en fondo del pozo 9 (Fuente: Equion)

Dos meses después de iniciada la producción del pozo se evidenció una disminución significativa en el corte de agua del 96% al 69% lo que representó un incremento en producción de aceite del 550% llevando el pozo a 972 bopd. Esto se explica como un desbloqueo de los líquidos en cara de pozo gracias a la dinámica de producción. En la tabla 13 se muestra el comportamiento de producción del pozo en los ocho meses posteriores al trabajo y su cambio significativo en la producción de aceite.



Date	Inj Rate	WHP	Qo	Qg	Qw	BS&W	GOR
24-Oct-15	5.3	702	174	1.19	4069	95.9%	6845
18-Nov-15	6.6	760	92	1.77	3886	97.7%	19239
10-Dec-15	6.3	652	972	1.39	2174	69.1%	1434
5-Jan-16	6.5	659	991	1.16	2052	67.4%	1173
25-Feb-16	6.5	630	923	1.27	1640	64.0%	1377
4-May-16	5.7	592	175	0.16	676	79.4%	937

Tabla 13 Pruebas Oficiales del Pozo 9 (Fuente: Equion)

4.3.1 Costo Beneficio

El pozo produjo hasta Julio de 2016 logrando un total de producción de 170 mil barriles de aceite, siendo el mejor de los tres pozos en términos de volumen recuperado tal y como se muestra en la Figura 21. El costo total asociado a la intervención fue de 430 mil dólares

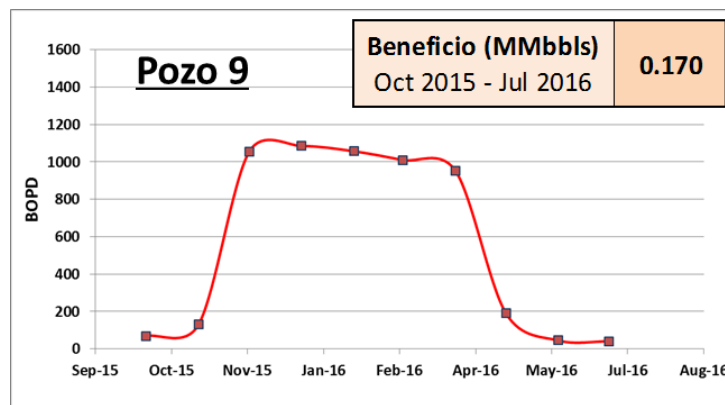


Figura 21 Perfil de Producción Pozo 9 (Fuente: Equion)

4.4 Implementación y Resultados Pozo 10

El pozo 10 fue el último en aplicarle la tecnología. En la Figura 22 se puede ver el esquema con el completamiento final y el arreglo en superficie. El “CT” se sentó a una profundidad de 12,215 pies, dentro del rango inicialmente propuesto y la inyección del sistema empezó con 3.7 mmpcd hasta lograr una estabilización de 4.5 mmpcd. 32 pies de tubería quedaron disponibles como cuello de pesca para su recuperación posterior.

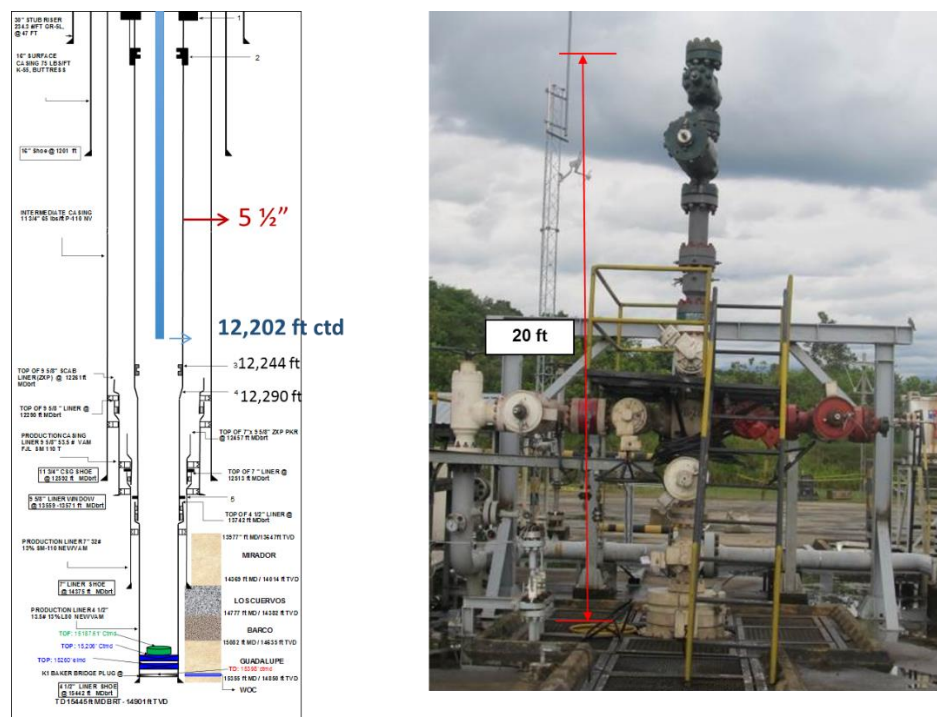


Figura 22 Configuración final en cabeza y en fondo del pozo 10

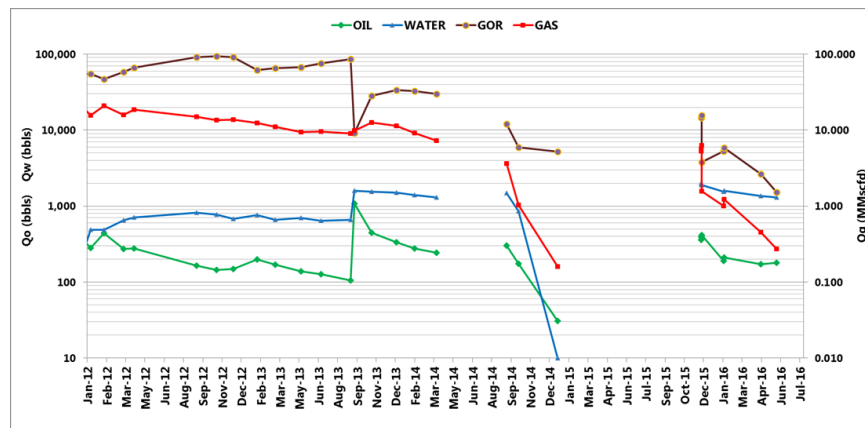
Durante la primer prueba de producción se ajustó el gas de inyección para optimizar el sistema dando como resultado 5.3 mmpcd como se refleja en la tabla 14.

Date	Inj Rate	WHP	Qo	Qg	Qw	BS&W	GOR
6-Dec-15	3.8	599	361	1.50	2011	84.8%	4144
6-Dec-15	4.3	617	395	1.43	1950	83.2%	3620
7-Dec-15	4.8	622	400	1.49	1885	82.5%	3723
7-Dec-15	5.3	636	416	1.58	1895	82.0%	3800

Tabla 14 Pruebas Iniciales del Pozo 10

La tasa inicial de aceite fue de 416 barriles, la cual se encontró por encima incluso del caso más optimista (P10). El corte de agua inicial del pozo fue de 82% lo cual ayudó a que el IOR fuera más alto de lo esperado, la evaluación inicial se hizo con un BSW del 90%.

La tabla 15 describe el comportamiento del pozo posterior al trabajo desde Dic de 2015 hasta Julio de 2016. El pozo se estabilizó en aproximadamente 200 bpd muy cercano al caso base de evaluación y fluyó estable durante el tiempo planeado de producción.



Date	Inj Rate	WHP	Qo	Qg	Qw	BS&W	GOR
7-Dec-15	5.3	636	416	1.58	1895	82.0%	3800
28-Jan-16	6.1	592	212	1.24	1593	88.3%	5840
23-Apr-16	4.9	603	171	0.45	1362	88.8%	2643
30-May-16	5.2	583	179	0.27	1306	87.9%	1520

Tabla 15 Pruebas Oficiales del Pozo 10 (Fuente: Equion)

4.4.1 Costo Beneficio

El pozo produjo hasta Julio de 2016 logrando un total de producción de 59 mil barriles de aceite, estando dentro del caso base inicialmente propuesto como se evidencia en la Figura 23. El costo total asociado a la intervención fue de 420 mil dólares

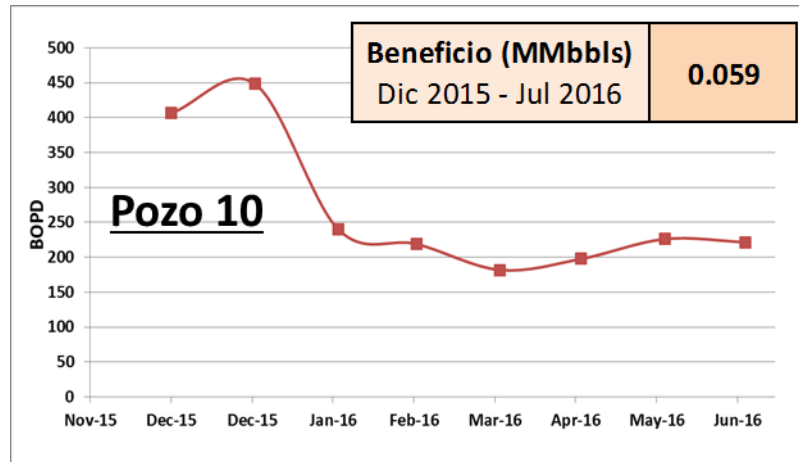


Figura 23 Perfil de Producción Pozo 10 (Fuente: Equion)

5. CONCLUSIONES

- Es posible diseñar e instalar un sistema de levantamiento artificial a bajo costo para pozos profundos con completamientos de 7", 5 ½" y 4 ½" con el fin de incrementar la vida productiva de los mismos.
- El sistema de "*Gas Lift Coiled Tubing*" es comparable en términos de eficiencia de levantamiento de líquidos con un sistema convencional de gas lift.
- El sistema de "Gas Lift CT" permitió obtener beneficios adicionales en tres pozos que estaban muertos y en plan de abandono.
- Los beneficios obtenidos con el sistema de Gas Lift CT en 3 pozos fue de 0.242 MMbbls superando las expectativas.
- El modelo de corrosión implementado en el diseño tiene un nivel de confiabilidad tal, que es aplicable a todos los pozos del Piedemonte y fue validado con la inspección de integridad de la tubería.
- El uso de tubería depreciada ("Coiled Tubing") permitió obtener costos operativos bajos, viabilizando trabajos de levantamiento artificial que no serían económicos con métodos de levantamiento convencionales.
- Por primera vez en Cusiana fue posible fluir un pozo sin tener el doble sistema de bloqueo en fondo de pozo luego del análisis de riesgos realizado para la operación.
- Los modelos de análisis nodal diseñados para cada pozo fueron validados con las pruebas multi-fásicas posteriores a cada trabajo, cumpliendo con la expectativa de producción inicialmente propuesta.
- La tecnología de "Gas Lift Coiled Tubing" se puede aplicar a cualquier pozo que tenga gas en superficie y problemas de levantamiento artificial.

6. RECOMENDACIONES

- Una vez validada la tecnología se recomienda hacer el diseño inicial con tubería de metalurgia 13% Cromo, cuya durabilidad es 4 a 6 veces más alta que la de acero al carbono.
- Aplicar la tecnología de “Gas Lift Coiled Tubing” a todos los pozos del Piedemonte que lo requieran, especialmente en los campos maduros de Cusiana, Cupiagua y Recetor.
- Diseñar e implementar a futuro un sistema de bloqueo de seguridad en fondo de pozo (“Down Hole Safety Valve”) para los pozos que lo requieran y que no se puedan fluir el doble bloqueo.
- Aplicar la tecnología en pozos inicialmente propuestos con la tecnología convencional.
- Realizar una prueba a futuro en pozos tipo “Black Oil” y Aceite Volátil para determinar el límite operativo de la misma, en términos de fluidos y °API.

Bibliografía

- [1] Equion Energia Ltda. (2016). Evaluación de las Reservas de Petróleo y Gas de Piedemonte. Reporte Interno, Bogotá.
- [2] Equion Energía Limited. (2014). Generalidades del Campo Cusiana. Presentación Interna.
- [3] Cazier, E. C., Hayward, A. B., Espinosa, G., Velandia, J., Mugniot, J. F., & Leel Jr, W. G. (1995). Petroleum geology of the Cusiana field, Llanos Basin foothills, Colombia. AAPG bulletin, 79(10), 1444-1462.
- [4] Fan L, Harrys W. Billy, Jamaluddin A, Mott Robert, Pope Gary, Shandrygin Alexander y Curtis Whitson. (Primavera 2006). Revisión de yacimientos de gas condensado. Oilfield Review 18, no 4.
- [5] Peña, L., Pineda Angiee. (2015). Factibilidad técnico financiera de la implementación de un sistema de levantamiento artificial en diez pozos del campo Cusiana. Bogotá. Universidad de America.
- [6] King, J. An Introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workovers, Tulsa Oklahoma 1988-1998
- [7] Bremner, C., Harris, G., Kosmala, A., Nicholson, B., Percy, M., Salmas, C. J., & Solanki, S. C. (1999). Evolving technologies: electrical submersible pumps. Oilfield Review, 11(1), 48-63.
- [8] Golan, M., & Whitson, C. H. (1991). Well performance. Prentice Hall.
- [9] C. Smith. (1998). Applied Reservoir Engineer, Tomo I, Tulsa, OK: OGSI.

- [10] King, J. (1998). *An Introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workovers*. Tulsa, OK.
- [11] Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. (2011). *Gas well deliquification*. Gulf Professional Publishing.
- [12] CTES, L. (2005). *Coiled Tubing Manual*. CTES CT Manual, 21(7), 2005.
- [13] Katheryne, C., & Alen, D. (2011). *Estudio de factibilidad técnico económica del uso del Coiled Tubing para la perforación de pozos someros en el Campo Santa Rosa, Distrito Anaco (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente)*.
- [13] Vasquez Rivas, F. R., & Bon, J. (2015, October). *A Case Study of a Coiled Tubing Gas Lift Pilot Project in the Cooper Basin, South Australia*. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [14] Edy, I., Wicaksono, D. N., Saputra, R., & Anantokusumo, F. (2015, October). *Coiled Tubing Gas Lift Design and Troubleshooting-Case History*. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [14] Bellarby, J. (2009). *Well completion design (Vol. 56)*. Elsevier.
- [15] Cossé, R. (1993). *Basics of reservoir engineering: oil and gas field development techniques*. Éditions Technip.
- [16] Tran, T. B., Miller, J., Woodell, M. E., & Johnson, H. R. (1997, January). *Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions*. In *SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable*. Society of Petroleum Engineers.

Anexo A: Evidencia Fotográfica de la integridad del sistema de “Gas Lift Coiled Tubing”

En esta sección se anexan los resultados obtenidos durante la revisión de integridad del pozo una vez terminado el tiempo recomendado de 7 meses de flujo.

1. Corrosión observada en la tubería del coiled.



2. Corrosión en los empaques y en la punta del BHA. Orificio

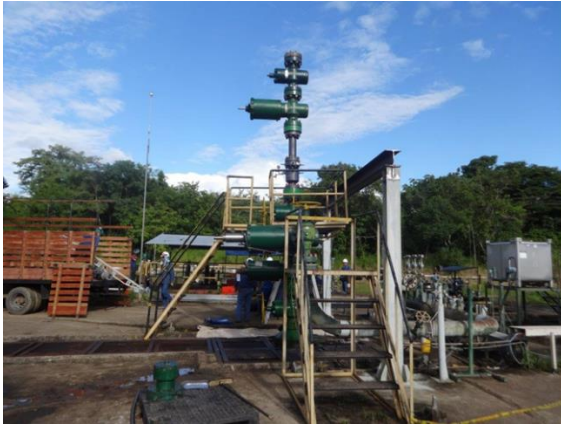


3. Estado de la válvula tipo "Flapper" antes y después de la operación:



Anexo B: Evidencia Fotográfica del montaje del sistema de “Gas Lift Coiled Tubing” en cabeza de pozo

1. Cabeza de Pozo y Colgador donde se encuentra suspendido el coiled.



2. Toma corriente de gas, hacia cabeza de pozo 3" y Carrete instrumentos PSL, PI, FI, FLP



3. Carrete – instrumento medición, platina orificio – compensación por T y P.



Anexo C: Simulación del nuevo completamiento con “coiled tubing” en un modelo de “gas lift” en Wellflo

Para la construcción del modelo en wellflo con el sistema de “gas lift coiled tubing”, se toma como base el modelo de pozo con el completamiento original (tubería y liner de producción) y posteriormente se debe cambiar el tipo de pozo y tipo de fluido, luego el diseño del completamiento, y por último el diseño de gas lift, como se muestra a continuación:

1. Selección del tipo de pozo y de Fluido

The screenshot displays the 'Well and Flow Type' configuration window. On the left, a 'Configuration' tree shows 'Well and Flow Type' selected. The main panel is divided into several sections:

- Well Type:** Includes radio buttons for 'Producer' (selected), 'Injector', and 'Pipeline'. Below this is the 'Artificial Lift Method' section with icons and radio buttons for: None, Continuous Gas Lift (circled in red), Intermittent Gas Lift, ESP, PCP, Jet Pump, Plunger Lift, and Reciprocating Rod Lift.
- Flow Type:** Includes radio buttons for Tubing, Annular (circled in red), and Tubing and Annular.
- Fluid Type:** Includes radio buttons for Heavy Oil, Black Oil (selected), Volatile Oil, Condensate, and Dry Gas.
- Well Orientation:** Includes radio buttons for Vertical (selected), Horizontal, and Multi Frac, each accompanied by a small well diagram.

Navigation buttons '<<< Back' and 'Forward >>>' are located at the bottom right of the configuration area.

Para este caso se escoge “Continuous Gas Lift” debido a que el gas inyectado a través del “coiled” es a una tasa constante. El tipo de flujo debe ser por el anular,

ya que el gas se inyecta a través del coiled y el pozo fluye por el anular formado entre el coiled y la tubería de producción.

2. Completamiento del pozo "Equipment"

En esta sección se debe determinar el tipo de completamiento del pozo. Para el caso de la simulación con coiled, se debe reemplazar la tubería de producción por el coiled tubing con la profundidad a la cual este va a quedar sentado y el casing se reemplaza por la tubería de producción.

The screenshot shows the 'Wellbore Equipment' configuration window. The 'Tubing' tab is active. The 'Enter Data For' section has 'Depth' selected. The table below shows one entry for 'Coiled 2" tubing.

Name	Start Point Measure Depth	End Point Measured Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness	Flow Configuration
1 Coiled 2"	32.00	13000.00	12968.00	2.000	1.710	0.0006	Annular

The screenshot shows the 'Wellbore Equipment' configuration window with two entries for 'Liner' tubing.

Name	Start Point Measure Depth	End Point Measured Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness
1 Liner 7"	32.00	14878.00	14846.00	7.000	6.094	0.0006
2 Liner 4.5"	14878.00	16023.00	1145.00	4.500	3.920	0.0006

3. Parámetros de Gas Lift

The screenshot shows the 'Gas Lift Parameters' configuration window. The 'Gas Lift Data' tab is active. The table below shows the parameters for a gas lift valve.

Active	Valve #	MD	TVD	Temp	Manufacturer	Model	Port	R	Tro	Correlation	Type
<input checked="" type="checkbox"/>	Orificio	13000.00	12130.00	220.0	Otis	RS1500	64th in	0.5814	15.00	Th-Cr	Dome / IPO

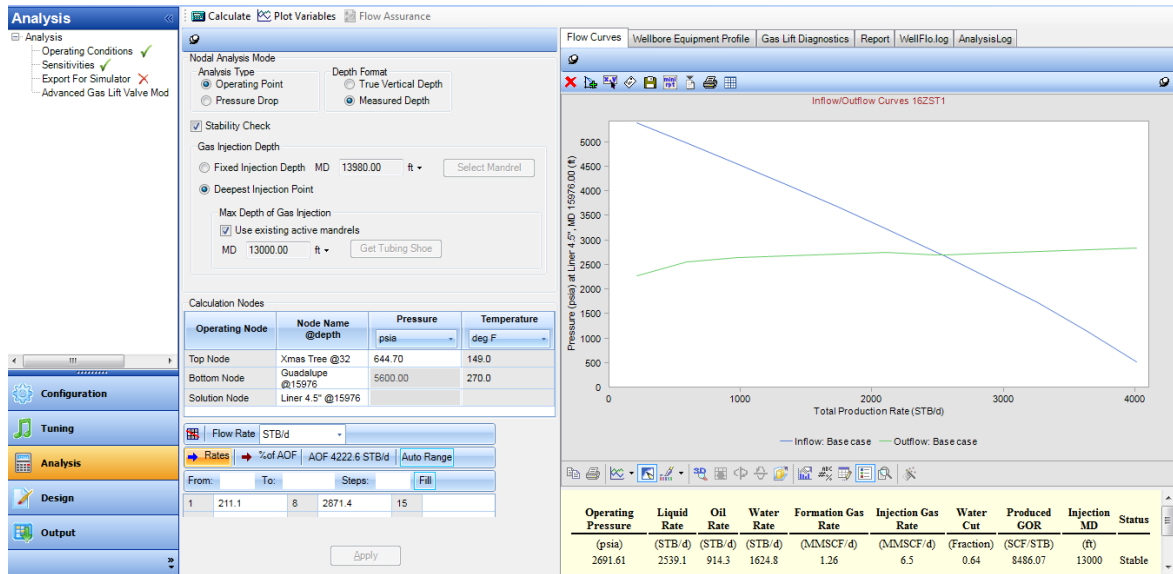
Gas Lift Input Parameters:

- Operating Pressure: 3614.70 psia
- Injection Gas Gravity: 0.7700 sp grav
- Valve diff. pressure: 100.000 psi
- Gas injection rate: 6.5000 MMSCF/d

Use Qgi Use GLR

Este módulo se adiciona al momento de escoger gas lift como medio de levantamiento artificial. Es importante representar el diámetro interno del coiled con el tamaño del orificio escogido. La profundidad es igualmente la punta del coiled tubing y la presión de operación es la presión de inyección del gas.

4. Análisis



Para hacer las diferentes corridas, se debe especificar el nodo de solución que puede ser la formación productora o la punta del coiled. El resultado mostrado por el software discrimina la cantidad de gas que se inyecta y el que se produce. Se pueden hacer sensibilidades cambiando la tasa de inyección de gas para buscar el valor óptimo de la misma.