

Innovando con barriles íntegros en Piedemonte: Pioneros en la Tecnología “Sistema de levantamiento Gas Lift Inverso - Renaissance IGLS usando Coiled Tubing”; reactivando la vida productiva de pozos, bajo estándares de integridad.

V Torres (Ecopetrol), W Barrera (Ecopetrol), JD Marin (Ecopetrol), B Monroy (Ecopetrol), J García (Ecopetrol), B Bello (Ecopetrol), I Betancourt (Weatherford)

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El sistema de levantamiento Gas Lift Inverso (Renaissance IGLS) usando Coiled Tubing (CT) es una tecnología en el área de producción aplicada en pozos del Mar del Norte, ejecutada OnShore y rigless por primera vez en Colombia en el año 2021 en un pozo del Piedemonte llanero colombiano, el cual para fines del presente artículo se denominará Pozo 1, este pozo estuvo 7 años inactivo y proyectado para abandono. La aplicación de esta tecnología surgió como una solución a los desafíos de la complejidad de los pozos en los campos en Piedemonte, particularmente para los yacimientos de gas condensado con completamientos de grandes diámetros diseñados para la producción inicial del campo, en donde la presión de yacimiento cae por debajo del punto de saturación, por lo cual se evidencian fuertes declinaciones en producción y aumento en el corte de agua. El proyecto tuvo una aplicación exitosa con la recuperación de reservas remanentes.

El Pozo 1 fue candidato para la aplicación del piloto debido a su condición de pérdida de levantamiento por baja producción de gas; se han obtenido más de 144 BOPD en condiciones de alto riesgo controladas por la tecnología. El sistema IGLS permite la reactivación de pozos manteniendo la integridad de estos al emplear una barrera primaria en áreas críticas expuestas a condiciones de seguridad física donde previamente se han materializado incidentes en línea y en pozo. La aplicación de la tecnología permitió su despliegue en el campo, en donde se tienen proyectados varios trabajos para el año 2022.

Introducción

Debido a la disminución progresiva de los volúmenes de reinyección y en consecuencia la menor producción de gas en algunos sectores del yacimiento, se han evaluado nuevas tecnologías de levantamiento artificial que permitan extender la vida productiva de los pozos en un escenario de alta carga líquida. El resultado de la vigilancia tecnológica realizada multidisciplinariamente permitió identificar que el sistema de levantamiento artificial IGLS, tiene un alto potencial de éxito en la implementación. Este sistema consiste en la instalación de una sarta de CT dentro de la tubería de producción, a través de la cual se realiza la inyección de gas para alivianar la columna de fluidos del pozo y permitir el flujo a superficie (inyección por CT, producción por anular CT-tubería); para la operación de este sistema se estimaron volúmenes de inyección aproximados de 5 MPCD.

Si bien el método de levantamiento ha sido probado exitosamente en los campos de Piedemonte, este tipo de completamiento deja inoperativa la Downhole Safety Valve (DHSV), comprometiendo una de las envolventes de barrera y la integridad del pozo ante cualquier fallo del cabezal (solo quedaría operativa la barrera de superficie). En el 1Q del 2018, grupos armados al margen de la ley atacaron la infraestructura del campo (la línea troncal de producción y la locación de algunos pozos); debido a estos ataques se decidió suspender las inversiones de la instalación de sistema IGLS convencional, hasta que se implemente una tecnología que asegure el pozo en el subsuelo. Como solución tecnológica, se propuso la instalación del sistema Renaissance IGLS que integra el sistema IGLS convencional con el sistema Dual Flow Safety Valve (DFSV), el cual entraría a suplir la función de la DHSV que queda deshabilitada.

Dentro de la revisión de candidatos para el piloto de la tecnología Renaissance IGLS, se identificó que el Pozo 1 presenta un potencial de éxito, debido a: 1) las reservas de crudo remanentes, 2) el completamiento del pozo, 3) el alto nivel de líquido en el pozo, 4) la disponibilidad de la línea de inyección, 5) la necesidad de ejecutar un plan de reactivación para pozos inactivos próximos a abandono, entre otros. Se estimó que con la implementación del sistema se podrían llegar a desarrollar 107 Kbls (escenario medio). Adicionalmente

con la prueba tecnológica, se esperaba viabilizar la instalación de este sistema en otros pozos que hayan perdido o estén próximos a perder capacidad de levantamiento, con lo cual debido a los resultados de su aplicación se proyectan para el año 2022 tres intervenciones dentro del campo.

Antecedentes

Pozo 1. Fue perforado como pozo de desarrollo en la zona Centro-Sur del campo (Figura 1). Su perforación inició en diciembre del año 2000 y fue completado en julio del 2001. El pozo alcanzó una TD de 18,832 ft MD, que le permitió atravesar las tres arenas productoras (Formación 1, Formación 2 y Formación 3).

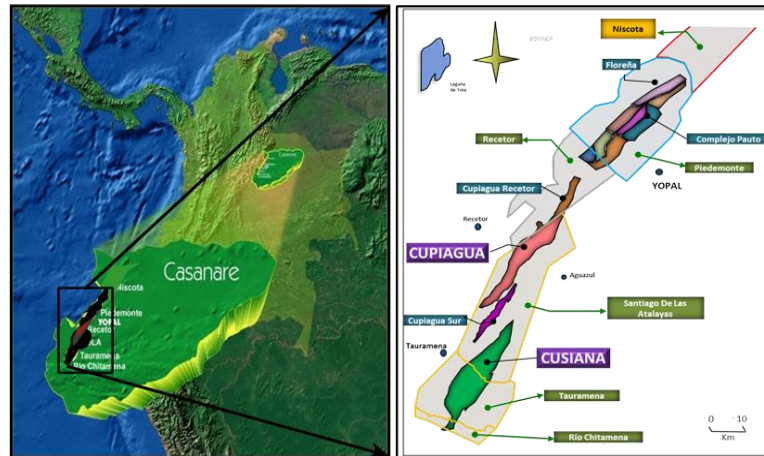


Figura 1. Mapa de localización Pozo 1.

A lo largo de la vida productiva del pozo se realizaron trabajos como levantamiento con nitrógeno en el 2001, cañoneos en el año 2002 de las Formaciones 2 y 3, en donde se tuvieron registros de aportes del 11%, 7%, y 82% para las Formaciones 1, 2 y 3 respectivamente. En los siguientes años se realizaron trabajos de fractura, pruebas de inyectividad, registros de producción, estimulaciones matriciales, limpiezas de tubería, entre otros.

En el año 2006 la producción del Pozo 1 se vio favorecida con un cambio en la declinación de 3.5%/mes a 0.2%/mes, debido al restablecimiento de la inyección de gas en un pozo que para fines del presente artículo se denominará Pozo 2 (ubicado en el mismo campo). En 2007 se determinó que la Formación 1 aportaba el 45% del fluido total, mientras que la Formación 2 aportaba el 5% y la Formación 3 el 50%; en el mismo año se realizó una estimulación química en las Formaciones 2 y 3 con el objetivo de reducir el skin causado por una posible precipitación de carbonato de calcio, migración de finos, bloqueo de condensado y escamas orgánicas. Los resultados de esta intervención permitieron alcanzar un IOR de 250 BOPD; sin embargo, los beneficios de la operación se perdieron a las pocas semanas y el pozo continuó con una declinación estable alrededor de los 2.3%/mes, que era apalancada por la inyección de gas realizada en el Pozo 2.

En el año 2009 se realizaron trabajos de estimulación (Formación 3) y cañoneo (Formación 1) logrando incrementales que se perdieron a las pocas semanas de la finalización de las intervenciones. En un posterior registro PLT se evidenció que la Formación 1 aportaba el 49.69% de la producción total, la Formación 2 el 5.48% y la Formación 3 el 44.83%.

En el año 2011 se cañonearon las Formaciones 1 y 2, en donde se evidenció la ausencia de incrementales significativos de producción. En diciembre del mismo año se cerró la inyección de gas en el Pozo 2, lo cual afectó significativamente la productividad del Pozo 1, generando una disminución gradual de la tasa de producción y la posterior pérdida de levantamiento en agosto del 2012.

En el año 2013 se restauró la inyección en el Pozo 2 y en el mismo año se realizó flujo a tanques y quemadero para intentar recuperar capacidad de levantamiento en el Pozo 1; sin embargo, no se logró tener flujo a la línea. Después de realizar trabajos de levantamiento y estimulación, se determinó que el pozo no contaba con capacidad de flujo.

En 2015 se cerró el pozo en condición de inactividad, la cual se mantuvo hasta el año 2021 antes de realizar la prueba tecnológica del Sistema de inyección inverso de Gas Lift - Renaissance IGLS usando Coiled Tubing. En la Figura 2 se presenta el comportamiento histórico de producción del pozo previo a la prueba tecnológica realizada en el año 2021.

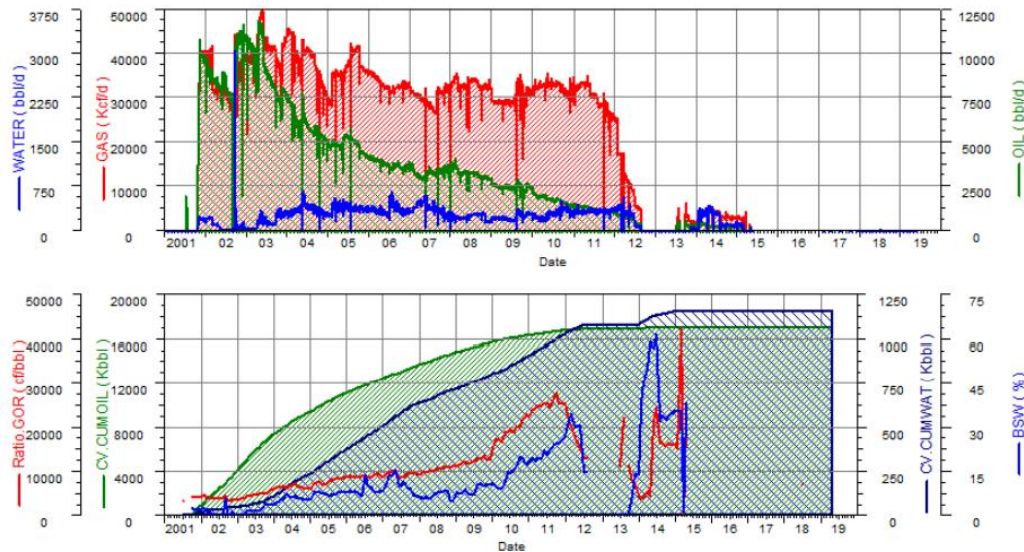


Figura 2. Histórico de producción del Pozo 1.

Metodología y Datos

Sistema Renaissance IGLS. El diseño del sistema de levantamiento artificial se realizó basado en la tecnología Renaissance IGLS Systems. Esta tecnología busca realizar el levantamiento del pozo, manteniendo las barreras de subsuelo operativas (DHSV). Consiste en instalar una sección de CT cuya punta tenga sumergencia en el nivel del líquido, realizar inyección de gas en directa a través del CT (Gas Lift Inverso) y realizar el levantamiento de los líquidos de fondo, produciéndolos por el nuevo anular CT-Tubería. Así mismo se busca realizar la instalación del sistema de seguridad DFSV, a través del cual se controlarían las manifestaciones de fluidos a superficie en caso de una posible voladura del cabezal. Las principales fortalezas que se identificaron en este sistema son:

- Se puede realizar la instalación del sistema sin utilizar equipo de Work Over (se requiere unidad de CT).
- Se puede garantizar el correcto funcionamiento de las barreras de subsuelo para el CT y su anular, a través de la instalación de la Dual Flow Safety Valve (DFSV)
- Los trabajos de superficie requeridos para dejar el sistema operativo, no involucran altas inversiones.
- El sistema se puede desinstalar posteriormente.
- Utiliza el Control Line y el Topside System existente.

A continuación, se presenta el diagrama general de completamiento del pozo con un sistema Renaissance IGLS.

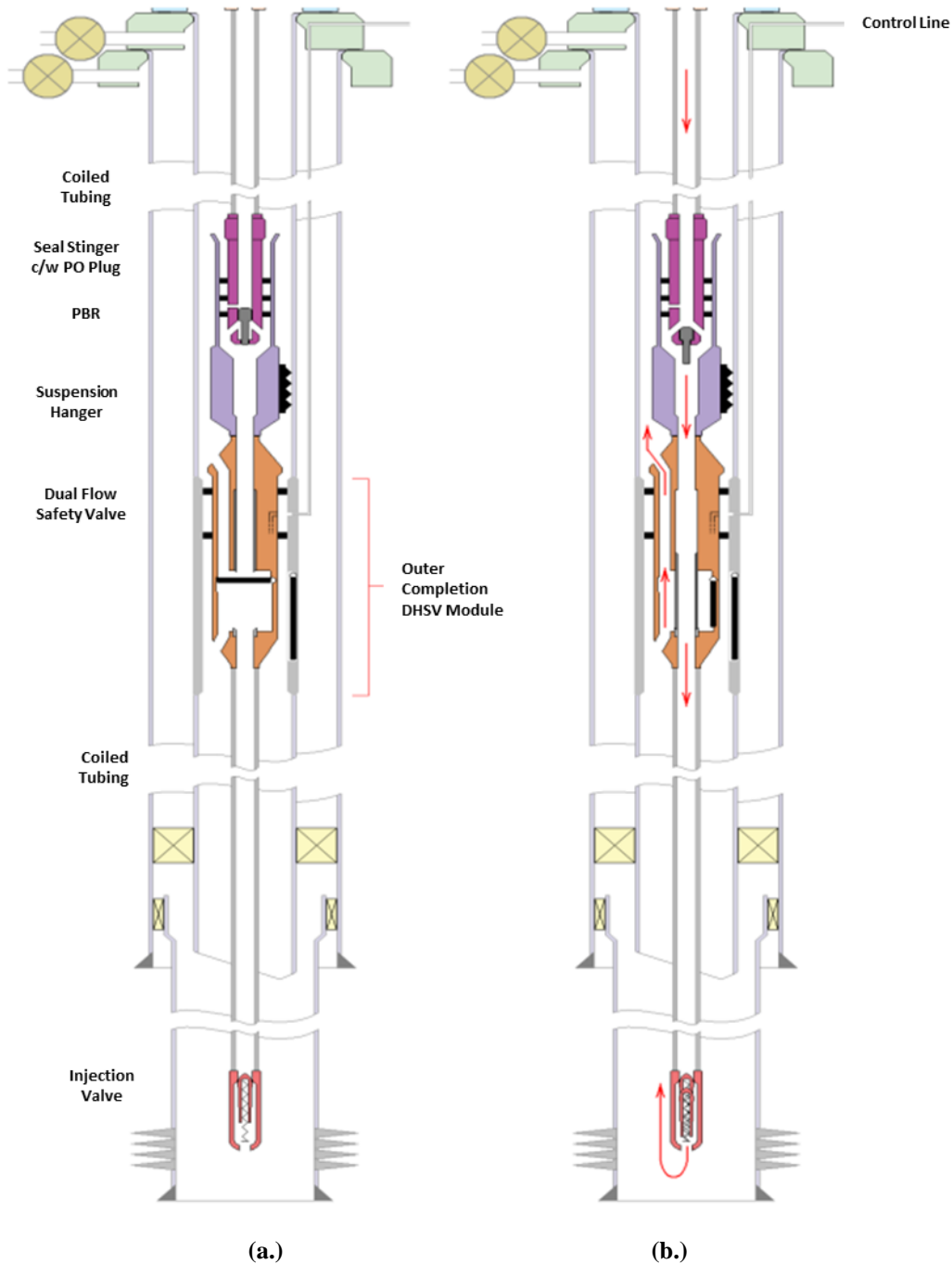


Figura 3. Diagrama general del completamiento del pozo con el sistema Renaissance IGLS, con **a.** DFSV cerrada y **b.** DFSV abierta¹

Diseño de las variables del sistema (Análisis nodal). Para la evaluación del potencial esperado con la instalación del sistema Renaissance IGLS, se utilizó la siguiente metodología: 1) Construcción y ajuste del modelo base, 2) Ajuste del Factor L para representar muerte del pozo, y 3) Simulación con sistema CTGL y factor L ajustado. A continuación, se describe en detalle cada uno de estos pasos.

¹ RENAISSANCE® INVERSE GAS LIFT SYSTEM. [Weatherford] (25 de junio de 2022). <https://www.weatherford.com/real-results/intervention-and-abandonment/renaissance-inverse-gas-lift-system-eliminates-workover-and-increases-production-by-3-5-mboe-d/?adlt=strict>

1. *Construcción y ajuste del modelo base:* Como parámetros de entrada se utiliza la siguiente información:
 - Survey y estado mecánico Actual del pozo.
 - Se utiliza la información de petrofísica de las Formaciones 1, 2 y 3, presentada en la Figura 4.

<input checked="" type="checkbox"/> Active	Name	Formación 1	<input checked="" type="checkbox"/> Active	Name	Formación 2	<input checked="" type="checkbox"/> Active	Name	Formación 3
Pressure		3148.00 psia	Pressure		3275.70 psia	Pressure		3424.70 psia
Temperature		267.0 deg F	Temperature		279.0 deg F	Temperature		280.0 deg F
Midperf Depth (MD)		15829.00 ft	Midperf Depth (MD)		16945.00 ft	Midperf Depth (MD)		17529.00 ft
Permeability		2.6900 md	Permeability		1.1500 md	Permeability		5.9100 md
Thickness (TVD)		418.00 ft	Thickness (TVD)		258.00 ft	Thickness (TVD)		304.00 ft
Wellbore Radius		0.35 ft	Wellbore Radius		0.25 ft	Wellbore Radius		0.25 ft
Relative Injectivity		0.0000 Fraction	Relative Injectivity		0.0000 Fraction	Relative Injectivity		0.0000 Fraction
Water Gas Ratio		0.0000 STB/MMSCF	Water Gas Ratio		50.9373 STB/MMSCF	Water Gas Ratio		51.6107 STB/MMSCF
Condensate Gas Ratio		61.2604 STB/MMSCF	Condensate Gas Ratio		58.9580 STB/MMSCF	Condensate Gas Ratio		52.0970 STB/MMSCF

Figura 4. Propiedades de las formaciones 1, 2 y 3.

Los parámetros presentados en la Figura 4, son los que históricamente se han utilizado para la elaboración de la curva IPR del pozo. Se realizó una modificación en el valor de presión al punto medio de cada subunidad según el registro de presión estática tomada en el año 2019.

- Para las propiedades del fluido se complementa la información con una cromatografía realizada en el año 2018 y los valores de Gravedad API y Densidad específica del gas, registrados durante la prueba del pozo del año 2014 (Tabla 1).
- Distribución de fluidos por formación tomada del último PLT.

DATE	CHOKE	WHP	FLP	WHT	BS&W	DURATION	OIL	GAS	WATER	GOR	GLR	API	SG	CI
7-ago-14	65	872	850	118	32,31%	24	182	3,193	87	17,544	11,870	43,7	0,772	1460

Tabla 1. Prueba de Producción Pozo 1.

Adicionalmente, se utilizó la correlación de Gray para simular el flujo en el tubing y la caída de presión en el pozo. Esta correlación se caracteriza por ser ampliamente recomendada para sistemas gas y gas/condensado donde la fase dominante es gas (liquido viajando en gotas dispersas). La correlación para calcular la carga líquida con la que se alcanza el flujo crítico (Critical flow for liquid Loading), es la de Coleman, que se caracteriza por tener un mejor ajuste para presiones de cabeza por debajo de 1000 psi. Por último, el valor del factor L utilizado para calibrar la caída de presión en el pozo, se fija inicialmente en 1.00, asumiendo que la correlación de Gray ajusta perfectamente con el perfil de presión observado en el pozo (No se tiene medición real para realizar una comparativa).

El ajuste de la IPR (simulada a través de parámetros de yacimiento), se realizó a través del daño total de formación (no se simula daño por flujo no Darcy). Para esto se buscó que el valor de producción calculado por el análisis nodal coincidiera con el valor reportado en la prueba de producción (se simulan las condiciones en cabeza reportadas en la prueba del 7Ago2014). Una vez se alcanzó esta condición, se dio por entendido que el modelo está ajustado y validado a las condiciones del pozo. En la Figura 5 y la Tabla 2 se presenta la IPR resultante del proceso descrito anteriormente (modelo base).

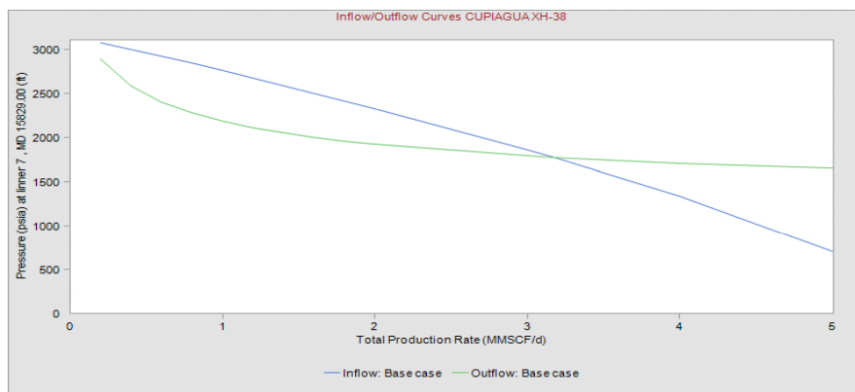


Figura 5. Curvas inflow – outflow del modelo base

Operating Pressure	Gas Rate	Condensate Rate	Water Rate	WGR	CGR	Status
(psia)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/MMSCF)	(STB/MMSCF)	
1768.50	3.19	181.70	86.40	27.10	57.02	Stable

Tabla 2. Resultado del modelo Base simulando condiciones de la prueba de producción del 2014, se observa un buen ajuste.

- Ajuste del factor L para representar la muerte del pozo:* Para representar la muerte del pozo por acumulación de líquidos en fondo, se incrementó el factor L hasta que no haya punto de corte entre las curvas inflow y la outflow; el valor de L a partir del cual no se presentó corte es de 1.33.
- Simulación con CTGL y factor L ajustado:* Para la simulación del CTGL, se parte del modelo que representa la muerte del pozo y se le incorpora las siguientes variantes
 - Se pasó a un modelo de levantamiento Artificial “Continuous Gas Lift” con una inyección de gas por tubería y un flujo de producción por anular.
 - Se adicionó dos secciones de CT la primera de 34 – 2000 ft de ID 1.732” (OD – 2”), la segunda de 2000 – 14000 ft de ID 1.75” (OD – 2”). Esta información fue tomada del catálogo del CT suministrado por el proveedor.
 - Nivel de líquido a 9640 ft (PE de 2020 con Factor de Seguridad) y punta del CTGL a 14000 ft.
 - Se ingresó cada elemento del sistema Renaissance IGLS Systems, poniendo las áreas de flujo para el sistema de 7 X 5.950, información tomada del catálogo oficial de la compañía aliada.
 - Se simuló con una inyección de 4 MPCD a una presión de inyección de 4000 psi en cabeza.
 - Se actualizaron / ajustaron las presiones de formación con datos de la presión estática realizada en el 2020.

El resultado de este nuevo modelo demostró que:

- Con la instalación del Sistema Renaissance IGLS, a un caudal de inyección de 4 MPCD, se podría tener una producción de 163 BOPD, 68 BWPD y 2.84 MPCD de Formación (Tabla 3). A estas condiciones se estima una presión de fondo fluyente de 1755 psi, referenciada al tope de la Formación 1 (15829 ft MD).

Operating Pressure	Formation Gas Rate	Injection Gas Rate	Condensate Rate	Water Rate	WGR	Produced CGR
(psia)	(MMSCF/d)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/MMSCF)	(STB/MMSCF)
1755.02	2.84	4.00	163.40	68.60	24.15	23.89

Tabla 3. Producción esperada el sistema CTGL a 4 MPCD de Inyección (4000 psi en cabeza).

- La menor presión de fondo que se podría alcanzar al tope de la Formación 1 (15829 ft MD), está alrededor de 1500 psi (Figura 6), para esta condición se estimó un caudal de inyección aproximado de 8.5 MPCD (durante la simulación se utilizó el

desempeño ideal de la válvula de fondo). Basados en experiencias de campo se contemplaba que alcanzaría una tasa de inyección óptima entre 6 y 2 MPCD.

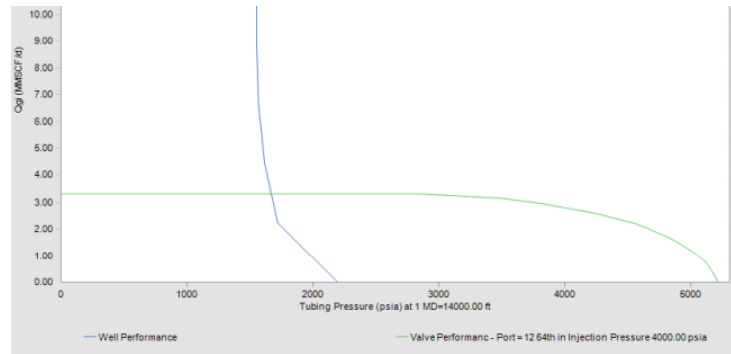


Figura 6. Comportamiento de la presión a 14,000 ft a diferentes caudales de inyección

- En la Figura 7 se presenta el perfil de presión y temperatura esperado para el pozo, antes y después de la Inyección (Debido a la nomenclatura que maneja el software, la presión del Casing en realidad hace referencia a la Presión del tubing, y viceversa)

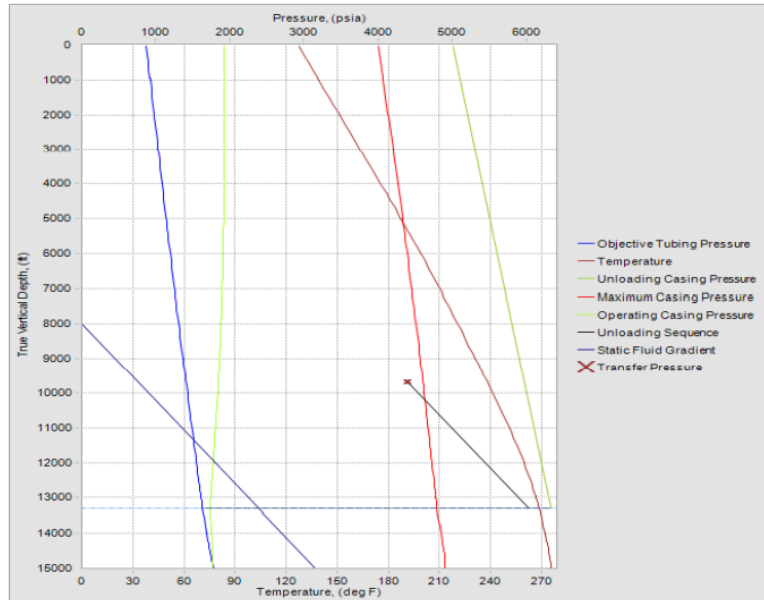


Figura 7. Perfiles de Presión y temperatura esperados para el pozo, antes y después de la Inyección (Debido a la nomenclatura que maneja el software, la presión del Casing en realidad hace referencia a la Presión del tubing, y viceversa)

- En la Figura 8 se observa que la presión de descarga del pozo está por arriba de los 4000 psi, sin embargo, esta condición se puede controlar dejando segregar la columna de líquido, hasta un punto en el que se pueda realizar el levantamiento sin superar presiones de inyección de 4000 psi. Se cree que el simulador sobreestimó la presión de descarga, debido a las reducciones de diámetro incorporadas.
 - En la Figura 8 se observa que la presión de inyección estabilizada se encontró alrededor de los 2000 psi.
4. *Sensibilización del sistema CTGL:* En la la Tabla 4 se presenta la sensibilización con el caudal de inyección. En esta se observa que los mejores caudales de producción se obtienen con mayores volúmenes de inyección; sin embargo, la diferencia que hay con respecto a la tasa propuesta de 4 MPCD es menor a 10 BOPD.

Operating Pressure	Formation Gas Rate	Injection Gas Rate	Condensate Rate	Water Rate	WGR	Produced CGR	Lift gas injection rate
(psig)	(MMSCF/d)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/MMSCF)	(STB/MMSCF)	(MMSCF/d)
1900.94	2.63	2.00	149.20	74.80	28.49	32.25	2.00
1819.89	2.79	3.00	158.80	79.40	28.42	27.40	3.00
1768.46	2.90	4.00	164.80	82.30	28.38	23.88	4.00
1734.19	2.97	5.00	168.70	84.20	28.36	21.17	5.00
1711.15	3.02	6.00	171.40	85.50	28.34	19.01	6.00

Tabla 4. Caudal esperado a diferentes tasas de inyección de gas

En la Tabla 5 se presenta la sensibilización a diferente presión de yacimiento. En este se observa que con cada 200 psi que pierde el yacimiento, se dejan de recuperar 27 BOPD.

Operating Pressure	Formation Gas Rate	Injection Gas Rate	Condensate Rate	Water Rate	WGR	Produced CGR	Sens 1:Layer pressure
(psig)	(MMSCF/d)	(MMSCF/d)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/MMSCF)	(STB/MMSCF)	(psig)
1780.65	0.95	4.00	55.60	19.30	20.24	11.22	2350.00
1772.90	1.43	4.00	82.70	32.10	22.44	15.22	2550.00
1765.05	1.91	4.00	110.00	44.60	23.39	18.62	2750.00
1759.02	2.39	4.00	137.70	57.10	23.89	21.55	2950.00

Tabla 5. Caudal esperado a diferentes presiones de yacimiento (Qiny – 4 MPCD)

Debido a la naturaleza del análisis nodal, NO se capturan los riesgos de: 1) Declinación del pozo, 2) Irrupción de agua 3) Evolución del daño de formación, 4) Disminución de la eficiencia del soporte de inyección, 5) Eficiencia global del sistema, 6) Hidráulica de la Línea de superficie.

Resultados y Discusión

Desarrollo Operativo. Entre el 9 y 20 de febrero de 2021 se realizó la instalación del sistema Renaissance IGLS. Inicialmente se armó unidad de Slickline (SL), se pescó la DHSV (Insert Valve) y se realizó acceso con Swage Tool de 5.75” hasta 15,764 ft. Seguidamente se probó Control Line identificando restricción de flujo a presiones por arriba de 6000 psig, por lo que se realizó corrida con Puncture Tool para mejorar comunicación. Luego se realizó Rig Down de unidad de SL y Rig Up de unidad de CT. Posteriormente se realizó Pickling mecánico con salmuera y N2 hasta la TR-DHSV. Después se armó BHA 1 (conector del CT, Doble Check Valve, Gas Injection Valve), se realizó RIH hasta profundidad de diseño (13,040 ft MD), se mató pozo con 200 bls de DI y se aseguró CT con BOP (Ram / cuña anular). Seguidamente se realizó corte de CT y se conectó BHA 2 (Setting Tool & Running Tool, Flow Check Valve & Running Prong, Suspension Hanger con PBR, DFSV) y se corrió hasta la TR-DHSV. Luego se probó integridad de la DFSV presurizando Control Line hasta 8300 psig, se sentó sarta en tensión con 23.6 klbs y se realizó POOH con Setting tool y accesorios de corrida del sistema IGLS. Seguidamente se realizó arme de BHA 3 (Seal Stinger+ CT), con RIH hasta el PBR del suspension Hanger y se aseguró CT con BOP (Ram / cuña anular). Luego se realizó corte de CT, se conectó Concentric Hanger y se sentó sarta sobre Spool. Finalmente, se adecuaron líneas de superficie para dejar el pozo inyectando desde el Pozo 2. En la Figura 8 se presenta el flujo de trabajo ejecutado en la intervención realizada.

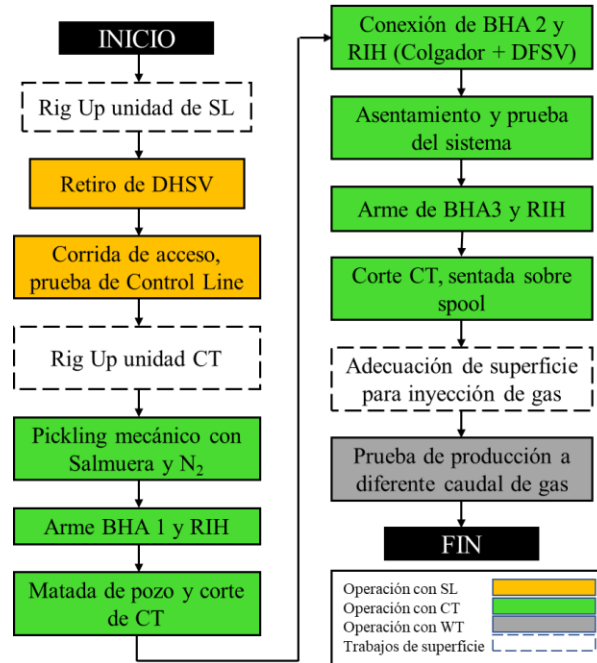


Figura 8. Desarrollo operativo en el Pozo 1.

Desempeño inicial del sistema Renaissance IGLS en el Pozo 1. Después de la intervención se realizó prueba de potencial a diferentes caudales de inyección de gas, alcanzando las producciones reportadas en la Tabla 6. Se destaca que inicialmente se tuvo un alto potencial de crudo (238 bopd) que fue declinando progresivamente hasta alcanzar valores de hasta 62 bopd; después de realizar ajustes del choque de producción y caudal de inyección, se logró llevar caudal hasta 144 bopd.

Se sospechó que la formación de hidratos y el congelamiento de líquidos (Figura 9), estaba afectando el desempeño del sistema; igualmente se observó un incremento de °API (Figura 10), el cual llevó a pensar que parte de los hidrocarburos pesados se estaban quedando en fondo de pozo (primeros indicios de precipitación de parafina en fondo). Debido a esta condición se decidió dar por terminadas las pruebas e iniciar adecuaciones de superficie que permitieran inyectar el gas a una mayor temperatura para mitigar las posibles afectaciones por hidratos y congelamiento.

TASA DE INYECCION DE GAS (MMSCFD)	TIEMPO DE PRUEBA (HORAS)	CHK CP XH 38 (/64")	WHP (PSI)	WHT (°F)	DCP INY (PSI)	PSEP (PSI)	FLP (PSI)	Q NETO GAS (MMSCFD)*	Q NETO ACEITE (BPD)	Q NETO AGUA (BPD)	API
2.00	6.0	20	768	58.0	1550	410	405	2.381	70.08	0	46.8
3.00	22.0	20	996	57.0	1660	494	434	3.059	238.01	0	47.1
5.05	9.0	20	1154	39.1	1835	386	375	5.209	213.94	0	59.9
4.49	3.0	40	561	6.9	992	366	360	4.738	97.13	0	59.9
3.21	8.0	20	792	56.1	1785	424	404	3.779	62.05	0	59.9
3.04	4.0	20	1046	55.4	1773	356	352	3.177	48.50	0	59.9
2.97	3.5	25	698	59.6	1700	381	358	3.288	84.18	0	59.9
2.95	2.5	30	501	51.5	1615	390	368	3.264	87.85	0	59.9
2.94	6.0	35	511	55.2	1660	408	393	3.374	83.17	13.70	59.9
3.89	11.0	35	604	55.1	1803	444	394	4.356	144.13	30.92	52.0
Q NETO GAS (MMSCFD)*	Cantidad de gas retornado (Gas inyectado + Gas Producido)										

Tabla 6. Resultados pruebas de producción posterior a la intervención.



Figura 9. Evidencia de crudo congelado por bajas temperaturas después del choque.



Figura 10. Cambio de propiedades del crudo a). API inicial 46.8°; b) condición estabilizada API 59.9°

Para inyectar el gas a una mayor temperatura, se realizó una primera caída de presión en el pad 1, permitiendo que la expansión que ocurría en la cabeza del Pozo 2 fuera menor (después de la caída de presión en el pad 1, el gas se vuelve a calentar con la temperatura ambiente debido al recorrido de tres kilómetros que hay hasta el pad 2). Esta condición permitió controlar la formación de hidratos, sin embargo, se observó que el caudal de crudo se estabilizaba alrededor 66 bopd.

Seguimiento de los eventos de precipitación de parafina. Se realizaron pruebas a diferentes caudales de inyección de gas (Tabla 7), observando que cuando se aumenta el caudal por arriba de 5 MMscfd, se tiene presencia de parafinas en superficie. Se sospecha que el aumento del caudal de gas puede favorecer esta condición debido a que: 1) La mayor presión de inyección y el mayor volumen de gas puede generar un mayor enfriamiento en fondo, precipitando un mayor volumen de parafina; y 2) La mayor velocidad de flujo puede movilizar las parafinas que se encuentran adheridas a la tubería.

DATE	CHOKE	WHP	FLP	WHT	BS&W	DURATION	OIL BOPD	GAS MPCD	WATER BWPD	GOR	GLR	SET	API	SG	CI	Qi Gas MPCD	COMMENTS
23-mar-21	30	485	445	78	1.12%	24	66	2.020	0.8	30,560	30217	SS5	44	0.768	417	2.00	
22-abr-21	30	555	476	79	1.55%	12	43	3.511	0.7	82,457	81179	SS8	47	0.766	522	3.60	
23-abr-21	30	521	452	79	1.21%	12	44	3.198	0.5	72,501	71624	SS8	49	0.770	1043	3.00	
24-abr-21	30	585	501	74	8.01%	12	47	3.808	4.1	81,437	74916	SS8	52	0.766	852	4.00	
12-may-21	30	545	460	80	20.53%	4	49	3.525	12.7	71,487	56809	SS8	55	0.784	626	3.00	Toma de Cromatografía
13-may-21	30	520	454	77	0.00%	8	59	3.012	0.0	50,784	50784	SS8	53	0.784	N/A	2.00	Toma de Cromatografía
14-may-21	30	550	405	73	0.00%	8	56	2.541	0.0	45,529	45529	SS8	57	0.792	N/A	1.50	Toma de Cromatografía
16-may-21	30	588	447	60	2.98%	8	53	3.506	1.6	65,742	63780	SS8	61	0.768	834	2.00	Post prueba de abatimiento
17-may-21	30	639	463	65	2.45%	5	58	4.385	1.4	76,157	74294	SS8	59	0.760	834	3.00	
23-jun-21	30	611	483	67	26.63%	8	61	4.255	22.1	69,800	51211	SS8	55	0.766	834	4.04	
25-jun-21	30	594	438	64	N/A	6	0	3.153	0.0	N/A	N/A	SS8	N/A	0.770	NA	3.27	
28-jun-21	30	610	468	62	3.06%	6	67	3.191	2.1	47,665	46205	SS8	58	0.764	834	5.29	Post inflow test y P. abati.
24-jul-21	50	536	507	73	12.94%	24	50	3.619	7.5	72,030	62710	SS2	58	0.776	2190	2.92	
24-ago-21	50	539	505	73	8.86%	6	46	3.545	4.4	77,655	70772	SS8	60	0.796	1669	3.50	Pre tratamiento
27-ago-21	50	557	461	75	5.71%	6	199	4.779	12.0	24,062	22689	SS8	52	0.796	730	5.00	Post Tratamiento

Tabla 7. Resultados pruebas de producción marzo – septiembre 2021.

Estrategia utilizada para mitigar el impacto de precipitación de parafinas. Debido a la limitante que se tiene para realizar inyección de química continua (no se cuenta con patín para aplicar inhibidor en línea de inyección de gas), se diseñó una estrategia que permitiera remediar las acumulaciones de parafina que se puedan generar en cierto periodo de tiempo. Para definir el tipo de química, el volumen a inyectar y la periodicidad, se desarrollaron las siguientes actividades

- Caracterización del material sólido encontrado en superficie
- Best in Class (BIC) para evaluar el producto con el mejor desempeño de disolución/dispersión
- Pruebas de compatibilidad con los fluidos de pozo y CPF
- Evaluación del punto de fluidez del tratamiento
- Definición de volumen y estrategia de inyección

Objetivos alcanzados con la intervención. El desarrollo de la prueba tecnológica del Sistema de inyección inverso de Gas Lift - IGLS usando Coiled Tubing permitió alcanzar los siguientes objetivos:

1. Se incrementó el factor de recobro del Pozo 1, el cual pasó de estar inactivo y próximo a abandono, con una producción nula a tener una producción acumulada de 61,066 BOE a la fecha (mayo 2022).

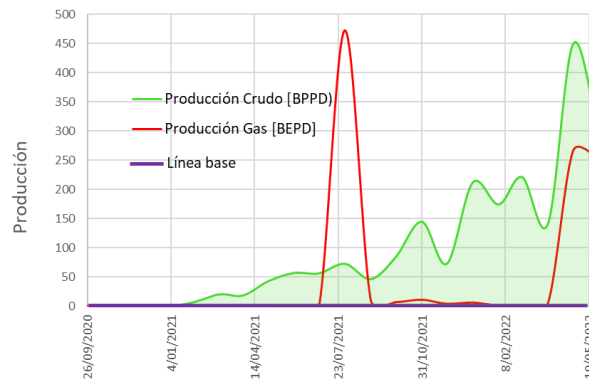


Figura 11. Perfil de producción pozo Pozo 1 (línea base y producción real)

La figura 11 presenta el perfil de producción del pozo con los datos de la última prueba de producción realizada, observándose una ganancia completa (zona verde) en el pozo y la tabla 8 evidencia el historial de pruebas de producción del pozo después de su intervención en febrero de 2021. Adicionalmente, la instalación del sistema de levantamiento artificial Renaissance IGLS logró recuperar un pozo inactivo en el cual no había evidencia de una alternativa técnico-económica viable, por lo cual debía ser abandonado por su condición de inactividad; sin embargo, los resultados en términos de producción permitieron aportar valor a las reservas del campo.

DATE	CHOKE	WHP	FLP	WHT	BS&W	DURATION	OIL	GAS	WATER	GOR	GLR	SET	API	SG	CI
21-feb-21	20	996	434	57	0,00%	22	239	0,11	0	454	454	PERA	47,9	0,908	N/A
23-mar-21	30	485	445	78	1,09%	24	68	0,027	0,7	395	391	PERA	45,5684	0,8703	417
23-abr-21	30	521	452	79	1,10%	12	50	0,185	0,6	3.735	3694	PERA	48,9237	0,7699	1.043
17-may-21	30	639	463	65	2,90%	5	48	0,991	1,4	20.666	20065	PERA	58,8212	0,7633	834
23-jun-21	30	611	483	67	29,22%	8	54	0,859	22,1	16.051	11362	PERA	55,3689	0,7652	834
24-jul-21	50	536	507	73	12,07%	24	55	0,309	7,6	5.607	4931	PERA	57,7173	0,7672	2.190
24-ago-21	50	539	505	73	8,39%	6	49	0,039	4,5	807	739	PERA	60,3374	0,9747	1.669
17-sep-21	50	549	476	74	48,85%	6	112	0,079	107,1	706	361	PERA	52,7645	0,9756	1.669
22-oct-21	50	579	485	69	55,57%	6	93	0,078	116,3	835	371	PERA	56,5453	0,9856	1.669
7-nov-21	50	525	457	81	72,85%	6	82	0,038	218,8	461	125	PERA	43,7300	0,9675	1.147
6-dic-21	50	541	470	82	62,28%	24	72	0,041	118,9	573	216	PERA	47,4754	0,9709	1.212
17-feb-22	50	499	432	76	54,77%	6	77	0,047	93,7	607	275	PERA	50,8670	0,9733	1.773
29-mar-22	50	617	431	72	77,03%	12	79	1,463	266,0	18.447	4237	PERA	53,1583	0,7644	2.818
29-abr-22	50	619	435	72	80,22%	6	60	1,770	244,2	29.407	5816	PERA	53,4364	0,7611	2.920

Tabla 8. Historial pruebas de producción Pozo 1.

- Se probó el sistema Dual Flow Safety Valve (DFS), en donde se evidenció el sello y correcto funcionamiento de la válvula, bajo diferentes condiciones de prueba, lo cual permitiría una posible sustitución de la DHSV que normalmente queda deshabilitada en este tipo de instalaciones; sin embargo, surgió una oportunidad de mejora durante la prueba tecnológica, la cual sugiere considerar el estudio de comportamiento de temperaturas y presiones del sistema para detectar los puntos y dosificaciones óptimas para la inyección de MEG y así evitar formación de hidratos y taponamiento que pueda obstruir el correcto funcionamiento de la válvula, para de esta manera asegurar las condiciones de integridad del pozo y la doble barrera con el uso de este sistema.
- La intervención se realizó con CERO incidentes ambientales asociados a barriles derramados y CERO incidentes en HSE.

Lecciones Aprendidas. A continuación, se detallan algunas recomendaciones a partir del piloto realizado

- La sinergia entre las diferentes empresas aliadas es de vital importancia, en especial cuando se tienen procedimientos, medidas y condiciones tan específicas y deben ser verificadas durante la planeación del trabajo para evitar tiempos perdidos.
- Para la inyección de gas y producción del pozo, se requieren en tiempo real la variable de inyección y de producción durante la prueba y registrarlas, esto con el fin comparar los comportamientos y facilitar la toma de decisiones.
- Se debe considerar utilizar dos chokes manifold, en la línea provisional de inyección en caso de tenerse presiones y/o caudales altos a la llegada de inyección del gas, para evitar la formación de hidratos por generarse diferenciales de presión tan altas.
- Se debe realizar drift a todo el PCE para evitar inconvenientes durante la instalación final del IGLS.
- Debe existir una buena comunicación entre las compañías aliadas y la compañía operadora para verificar exactamente las longitudes de BHA + distancia de antena de CT para armar conector de CT.
- La comunicación es esencial para el éxito del trabajo. Es importante realizar reuniones de seguridad antes de empezar los trabajos para evitar que ocurran incidentes.
- Durante la fase de diseño de las adecuaciones de superficie, se debe evaluar la mejor alternativa (Técnico-Económica), para inyectar el gas por arriba de la temperatura ambiente. De momento se han identificado: 1) Uso de calentadores en cabeza de pozo; y 2) Realizar una primera caída de presión aguas arriba del pad para que el gas tenga tiempo de calentarse con la temperatura ambiente, antes de llegar a cabeza del pozo.
- Durante la fase de diseño del sistema, se deben evaluar los riesgos de formación de hidratos e incrustaciones orgánicas e inorgánicas con la caída de temperatura que se genera en fondo. Una vez valorado el riesgo, se debe definir una alternativa de mitigación que podría ser la inyección de química dispersa en la corriente de gas de inyección.

Conclusiones

- La prueba tecnológica del Sistema Renaissance IGLS, generó un aumento en el factor de recobro y permitió la incorporación de reservas remanentes, debido a que se reintegró en el campo un pozo inactivo que se tenía proyectado para abandono por falta

de alternativas técnico-económicas viables y pasó de tener una producción de cero BPD a una producción acumulada de 61,066 BOE a la fecha (mayo 2022).

2. Durante la intervención del Pozo 1 el sistema Dual Flow Safety Valve (DFS) demostró su operatividad; sin embargo, en pruebas posteriores no se evidenciaba sello a causa de la generación de hidratos por las variaciones en presión y temperatura, por lo cual queda un precedente de esta prueba tecnológica para durante el diseño de nuevos proyectos detectar los puntos de dosificaciones óptimas para la inyección de MEG y favorecer el correcto funcionamiento de la válvula. De igual manera, se plantea la revisión de nuevas alternativas que permitan mantener la doble barrera que a causa de la instalación de los sistemas convencionales de Coiled Tubing Gas Lift debe eliminarse.
3. Basados en los resultados del Pozo 1, se tiene un alto riesgo de precipitación de orgánicos en fondo de pozo, debido a la caída de temperatura que se genera en la punta del CT. La ingeniería final de todos los sistemas debe incluir la compra e instalación de un patín de inyección de química en la línea de inyección de gas. En caso de no contar con inyección de química continua, se pueden operar los sistemas inyectando dispersantes de parafina durante las pruebas mensuales de producción.
4. Previo al inicio de operación de cada sistema (IGLS) se debe tener definida la estrategia de inyección de química que permita mitigar el impacto de precipitación de parafinas. Esta estrategia debe ser validada a través de un Análisis de Riesgos multidisciplinario en conjunto con los equipos de trabajo.
5. El piloto ejecutado es una iniciativa innovadora sin precedentes en la compañía, el país y/o región, que permite apalancar una nueva ruta de crecimiento abriendo su implementación en los diferentes campos y en el desarrollo de reservas. Debido a los resultados obtenidos se planea su despliegue en el campo para pozos con características de pérdida de levantamiento análogas a las del Pozo 1, por lo que en el año 2022 se planea la expansión de la tecnología con 3 proyectos similares en Piedemonte.

Referencias

A Galen: Concentric Gas Lift System Development and Installation in the UK North Sea. OnePetro. Paper presented at the PE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, March 2020.

I Ketut Edy; Danang N. Wicaksono; Reza Saputra; Ferry Anantokusumo: Coiled Tubing Gas Lift Design and Troubleshooting - Case History. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, October 2015.

B.K. Moore; W.J. Laflin; E.J. Walker: Rigless Completions: A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System. Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 1993.

I Gil: Coiled Tubing: The Next Generation. Oil Field Review. Inverurie, Scotland. Academia. 2004.

A Hernandez: Fundamentals of gas lift engineering: Well design and troubleshooting. Elsevier. Amsterdam. 20016

J. Misselbrook; G. Wilde; K. Falk: The Development and Use of a Coiled-Tubing Simulation for Horizontal Applications. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1991. Paper Number: SPE-22822-MS

T.B. Tran; J. Miller; M.E. Woodell; H.R. Johnson. Field Installed Coiled Tubing Gas Lift Completions. Paper presented at the SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, Montgomery, Texas, April 1997. Paper Number: SPE-38404-MS