

# Aplicación Exitosa de la Tecnología WellTracer<sup>®</sup>, para el Diagnóstico de las Condiciones de Operación de Pozos con Sistema de BN en México

Efren Cordova (Polagas), Carlos Chablé (Polagas), Hector Herrera (Polagas), Noe Díaz (Polagas) y Alberto Montesino (Polagas)

**Resumen-** El diagnóstico de las condiciones de operación de los pozos que operan con sistema de Bombeo Neumático (BN), se ha convertido en todo un reto. Los registros de P-T (Presión-Temperatura), uno de los métodos convencionalmente empleado para dicho diagnóstico, en ocasiones, no pueden ser corridos por las condiciones de operación y/o flujo de los pozos, teniendo que utilizar tuberías flexibles, incrementando el costo de los mismos o donde un atascamiento de la línea de acero o el sensor implicaría la ejecución de alguna reparación.

El WellTracer<sup>®</sup>, surgió como una opción para el seguimiento y diagnóstico de pozos con BN de forma no invasiva, segura, de fácil aplicación y sin riesgos asociados; razón por la cual se decidió evaluar su aplicación, a través, de un proyecto piloto en cinco (5) pozos terrestres del Sureste de México, con diferente configuración en su sistema de BN. Los resultados muestran que este método está en la capacidad de diagnosticar con un alto grado de certidumbre la condición del sistema de levantamiento de una manera rápida, segura y práctica, además, permite generar recomendaciones enfocadas en la optimización del sistema de levantamiento y de las condiciones de producción del pozo.

Este documento, describe los objetivos de la prueba piloto, los criterios de selección de los pozos candidatos, los detalles de la ejecución del registro y de la interpretación de sus resultados.

## I. INTRODUCCIÓN

El Bombeo Neumático (BN), a pesar de ser uno de los más simples, flexibles y antiguos métodos de levantamiento artificial de producción, presenta algunas ineficiencias, lo cual dificulta determinar, cuando los pozos no están operando en forma óptima. Los pozos con BN, son susceptibles a fallas a través de un mal funcionamiento de las válvulas o presencia de fugas en el aparejo de producción, entre otros. El mayor desafío que enfrentan los operadores con este tipo de pozos, es la dificultad de determinar el punto de operación del pozo y si existe algún lugar sobre el diseño que opera de manera ineficiente (fugas, problemas en válvulas).

El monitoreo de pozo, es clave en la optimización de producción de los sistemas de BN, éste nos proporciona ciertas referencias respecto al rendimiento de dicho sistema en el fondo del pozo. Cabe mencionar que los gradientes fluyentes de presión y temperatura ayudan a verificar el estado del sistema de BN y a resolver algunas ineficiencias en la operación. Actualmente, en la práctica, se puede usar entre otro el registro de presión y

temperatura para la detección del punto de inyección de gas y se realiza mediante gradientes fluyentes de presión y temperatura, haciendo paradas por encima y por debajo de cada mandril, o corriéndolos de manera continua. Si existe una pérdida en alguna de las válvulas, en el gradiente de temperatura se observa un enfriamiento entre las paradas de un mismo mandril, principalmente debido a la expansión del gas. Agregado a esto, en el gradiente de presión se puede ver un cambio importante en la pendiente de la curva, esto se debe a la diferencia de densidad del fluido, por encima del punto en donde se detecta la pérdida se observa la densidad de un fluido gasificado y por debajo la del fluido de yacimiento sin asistir. Sin embargo, los registros de gradiente fluyentes, tienen cierto nivel de riesgo asociado a la corrida de sensores electrónicos de memoria con línea de acero en pozos fluyentes.

El WellTracer<sup>®</sup>, surgió como una opción para el seguimiento y diagnóstico de pozos con Bombeo Neumático Continuo (BNC) de forma no invasiva, segura, de fácil aplicación y sin riesgos asociados, la cual ha tenido una excelente acogida a nivel internacional por las principales operadoras petroleras, tales como, Shell, ExxonMobil, Petronas, Statoil, entre otras.

Específicamente, para el caso de la prueba piloto del WellTracer<sup>®</sup>, se seleccionaron cinco (5) pozos terrestres en la Zona Sur de México, cada uno con un interés específico el cual se menciona a continuación:

- Pozo 1: Verificar el punto de inyección a través de las válvulas y posible presencia de fuga @ 4490 m.
- Pozo 2: Determinar el punto por el cual se está inyectando el gas y si el mismo está retornando al final de la TP.
- Pozo 3: Verificar posible presencia de fuga @ 4760 m y la cantidad de gas inyectado por la misma, así como también si existe flujo de gas a través de los punchers.
- Pozo 4: Verificar posible presencia de fuga @ 3000 m y la cantidad de gas inyectado por la misma, así como también si existe flujo de gas a través de los punchers.

- Pozo 5: Determinar punto de inyección y cantidad de gas que pasa por el mismo. Posible pozo con inyección multi-punto.

## II. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA WELLTRACER®

WellTracer® es un método no invasivo para el seguimiento y diagnóstico de pozos con Bombeo Neumático Continuo (BNC) desarrollada y patentada por Shell. Se introduce una pequeña cantidad de CO<sub>2</sub> líquido en la línea de inyección y se mide la concentración de CO<sub>2</sub> retornado en el cabezal del pozo. Los datos del pozo, incluyendo el diseño del aparejo, profundidades de las válvulas de BNC, gastos de inyección de gas y producción se introducen en el software WinGLUE™ junto con los datos del registro WellTracer® para definir el punto de levantamiento, posibles fugas en el aparejo y multi-puntos de inyección.

Determinar la profundidad del punto de inyección de gas mediante la detección del tiempo de arribo de un pulso de CO<sub>2</sub> (previamente inyectado junto con el gas de levantamiento) es una técnica desarrollada varias décadas atrás y conocida a nivel mundial. Una de las primeras publicaciones de este método, fue reportada por **Wellington y otros, 1993**. El método es bastante simple:

- Un o dos cilindros de alta presión que contiene CO<sub>2</sub> líquido son conectados a la línea de inyección de gas. Adicionalmente, dependiendo de las condiciones del pozo un cilindro de nitrógeno puede requerirse para presurizar el CO<sub>2</sub>. En estos casos el cilindro de CO<sub>2</sub>, debe tener un “dip tube” o tubo concéntrico que va hasta el fondo del mismo. El nitrógeno gaseoso es inyectado en el tope del cilindro y usado para empujar el CO<sub>2</sub> líquido hacia el fondo, de manera que sea introducido en la línea de inyección de gas a través del “dip tube” dentro del cilindro. El nitrógeno es utilizado sólo para mantener el cilindro presurizado y no para ser inyectado junto con el CO<sub>2</sub>.
- La presión del cilindro debe ser lo suficientemente alta de manera que suficiente cantidad de CO<sub>2</sub> pueda ser inyectado a altos y constantes gastos. En este sentido, el CO<sub>2</sub> puede ser fácilmente detectado como un claro incremento de su concentración cuando sale del pozo a través de la tubería de producción.
- Es necesario mantener los cilindros presurizados para conservar el CO<sub>2</sub> en estado líquido. La cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado puede ser determinada mediante el pesaje del cilindro antes y después de la inyección.
- Una cantidad de gas representativa del gas total producido por el pozo, pasa a través de un pequeño separador y es dirigido al analizador de concentración de CO<sub>2</sub>. Actualmente el equipo WellTracer® concentra tanto el separador portátil como el analizador en una sola unidad práctica, de poco tamaño y fácil manejo.
- El CO<sub>2</sub> es inyectado dentro de la línea de inyección de gas. El tiempo transcurrido debe ser medido desde el momento en que la inyección de CO<sub>2</sub> inicia.
- La concentración de CO<sub>2</sub> del gas producido por el pozo es medido por un periodo de tiempo, al menos, 50% mayor que el calculado para el viaje del CO<sub>2</sub> hacia el punto de inyección más profundo y su retorno a la superficie, asumiendo que solo existe un solo punto de inyección en el pozo. La medida de este periodo de tiempo es más larga al tiempo calculado para que el pulso de CO<sub>2</sub> retorne a superficie, ya que si existiesen dos o más puntos de inyección, el tiempo para que el último pulso alcance el analizador de concentración (desde el punto más profundo) será más largo.
- Las siguientes variables deben ser monitoreadas en forma simultánea durante la prueba: temperatura del gas de inyección y gasto, flujo total de gas en el separador de producción, producción de líquido, presión de inyección y producción en el cabezal.
- Datos PVT también deben ser conocidos para poder realizar cálculos de flujo multifásico para determinar la velocidad del flujo de gas dentro de la tubería.

El principio de esta tecnología se basa en determinar la profundidad a la cual está retornando el CO<sub>2</sub> (usado como trazador) hacia el aparejo de producción, considerando las desviaciones (picos) en las concentraciones de CO<sub>2</sub> registrados en la fase gas del fluido del pozo, que pasa a través del WellTracer®, con respecto a una línea base de concentración de este trazador en dicho fluido, monitoreada por cierto periodo de tiempo. El cálculo de dicha profundidad se enfoca de manera general en la ecuación lineal de velocidad que se muestra a continuación:

$$V = \frac{d}{Tr} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

Tr = tiempo de retorno del trazador de CO<sub>2</sub> en superficie.  
d = profundidad de retorno del CO<sub>2</sub>.  
v = velocidad del gas en el anular.

Otros factores considerados en el algoritmo para el cálculo de la profundidad de retorno del CO<sub>2</sub> son:

- Flujo multifásico.
- Presión a determinada profundidad.
- Temperatura a determinada profundidad.
- Volumen de gas en el anular.

La primera patente que describe el uso de trazadores para el monitoreo y diagnóstico de pozos de BN se registró bajo el número **4,972,704** con fecha del 27 de noviembre de 1990, escrita por los ingenieros Scott L. **Wellington, Jeffrey F. Simmons y Edwin A. Richardson**, todos de la empresa Shell Oil de Houston, Texas. Posteriormente, el 3 de abril del 2012, los ingenieros **Larry Peacock y Dan Dees**, publican una nueva patente de la metodología, esta vez describiendo de una mejor manera el procedimiento operacional adaptado a la fecha, la configuración del aparato utilizado para el

monitoreo del trazador y los cálculos computacionales realizados. Esta última patente fue registrada bajo el número **US 8,150,637 B2** y asignada a WellTracer® Technology, LLC.

### III. BENEFICIOS POTENCIALES DE LA TECNOLOGÍA

Los beneficios principales de esta tecnología son:

- No requiere el cierre del pozo, por lo tanto, no hay producción diferida asociada.
- No requiere introducir herramientas dentro del pozo, reduciendo riesgos a nivel de seguridad.
- Reduce la necesidad de tomar registros fluyentes.
- Es flexible a la hora de trabajar con pozos inestables y/o alta RGA.
- Análisis para pozos con terminación dual simultáneamente.
- Detecta fugas en el aparejo de producción.
- Fácil manejo en pozos altamente desviados.
- Cortos períodos de prueba.
- El servicio considera el análisis completo del sistema de producción, generando recomendaciones enfocadas a la optimización de las condiciones de operación de los pozos.

La tabla 1, muestra una comparación entre los beneficios del registro WellTracer® con respecto a los registros fluyentes de PyT

Tabla 1. WellTracer Vs PyT

Descripción	WellTracer	Registro fluyente de P y T
Identificar puntos principales de inyección de gas	●	●
Identificar fugas en tubería, incluyendo fugas pasando poca cantidad de gas	●	
Verificar modelos de flujo de pozo	●	●
Validar gastos de inyección y la cantidad de gas que pasa a través de cada punto de inyección	●	
Resultados razonables en pozos con alta RGA o bajos gastos de inyección	●	
Determinar de forma precisa la presión de fondo fluyente		●
No requiere intervención del pozo	●	

### IV. EJECUCIÓN DEL PROYECTO PILOTO

Para el proyecto piloto, se consideró ejecutar una metodología de trabajo dividida en dos etapas, las cuales se describen a continuación:

#### Etapa I. Selección de pozos candidatos.

La **Figura 1**, muestra el flujo de trabajo seguido para la selección de los pozos candidatos para la corrida de la tecnología WellTracer®.

**Recopilación de información de pozos.** Recopilar la información de todos los pozos propuestos para la corrida del WellTracer® referente a: diagrama mecánico, desviación del pozo, diseño de válvulas de BN (si aplica),

información de yacimientos (presión, temperatura, presión de burbuja, gravedad específica del gas de formación, API, gravedad específica del agua), datos de BN (gravedad específica del gas inyectado y temperatura), datos de las mediciones de producción e inyección, registros fluyentes de P y T más recientes, registros de presión estática más recientes, histórico de presión en superficie del revestimiento y la tubería de producción.

**Análisis de la información.** Revisión y análisis de la información a fin de verificar la condición mecánica del pozo, condiciones de inyección y producción, actualización de la información, certidumbre en los datos suministrados, entre otros.

**Preparación de modelos de pozos en WinGLUE™.** Construcción del modelo a fin de representar las condiciones operativas de producción e inyección actuales de cada uno de los pozos, así como, validar los datos suministrados para la construcción de las curvas de oferta y demanda.

**Revisión de pozos y modelos con Ing. de Productividad del área.** Conocer un poco más sobre las condiciones de los pozos con base al conocimiento y experiencia adquirida por sus ingenieros custodios y poder generar modelos consistentes. Adicionalmente, definición de prioridades para la ejecución de la prueba y revisión de los datos suministrados, que, de acuerdo al modelo, presentaban poca consistencia.

**Revisión de condiciones de superficie.** Visita a campo a fin de verificar las condiciones de acceso a la locación, los puntos para las conexiones de la línea de inyección y producción y las facilidades para el desecho de desperdicios (aceite).

Con base en esta primera etapa, se lograron definir los cinco (5) mejores pozos para la aplicación de la tecnología de un total de trece (13) pozos suministrados inicialmente.

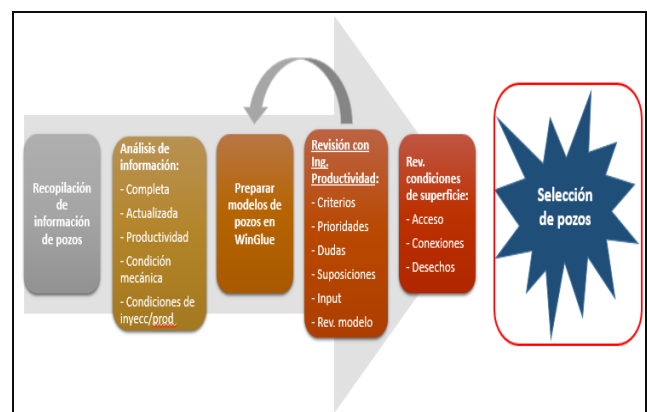


Figura 1. Flujo de trabajo Etapa I.

#### Etapa II. Corrida de registros WellTracer® y análisis de resultados.

La **Figura 2**, muestra el flujo de trabajo seguido antes, durante y después de la corrida del WellTracer®.

**Actualización de los modelos de pozos con el área usuaria previa corrida del WellTracer®.** Uno de los factores más importantes para garantizar el éxito de la corrida y los resultados del WellTracer® es contar con un

modelo de pozos consistente y actualizado. En este sentido, previo a la corrida, se llevó a cabo nuevamente la revisión de los modelos de pozos a registrar y actualizarlos con las últimas condiciones de inyección y producción.

**Aplicación de la corrida WellTracer® en pozo.**

Aplicación del procedimiento operacional establecido para la corrida del WellTracer® en los cinco pozos previamente seleccionados, considerando todos los factores de seguridad asociados al trabajo.

**Revisión de los resultados obtenidos con la corrida del WellTracer® junto con los ingenieros de productividad del área.** Análisis de los datos de presión de inyección, presión de producción y concentración de CO<sub>2</sub> monitoreados durante la corrida del WellTracer® y la definición de los puntos de inyección en el pozo, calibración de gastos de inyección y posibles recomendaciones para optimizar las condiciones de operación del mismo. Todo esto en conjunto con el área usuaria, con el propósito de retro-alimentar los resultados y recomendaciones con su experiencia en campo.

Con base en esta segunda etapa, se realizaron los reportes por pozo, detallando los resultados obtenidos, notas de interés y recomendaciones a seguir.

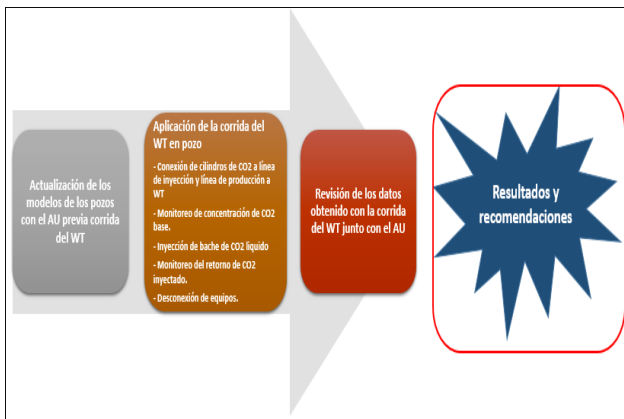


Figura 2. Flujo de trabajo Etapa II.

**V. RESUMEN DE RESULTADOS DEL PROYECTO PILOTO**

**Resultados Pozo 1.**

El pozo 1, es un pozo productor con sistema de bombeo neumático continuo, cuenta con tres válvulas de bombeo neumático, el aparejo es combinado 4 1/2" x 3 1/2", con tramos de 2 7/8" en las profundidades donde van instaladas las válvulas (Figura 3). Presenta un gasto de inyección promedio de 4 MMpcd. El pozo tiene en promedio una producción de 320 bpd, con un corte de agua de 60%. El comportamiento de producción es relativamente inestable considerando el corte de agua que maneja. Por esta razón, se decidió realizar la prueba en este pozo, debido a que, por la misma inestabilidad, no se han podido tomar registros P-T por el riesgo que implica bajar una sonda de registro en esas condiciones. El objetivo de la corrida del WellTracer® en este pozo en particular, fue determinar el punto de inyección del gas de BN así como también verificar la posible presencia de una

anomalía representada en el diagrama mecánico a +/- 4490 m, pero de la cual no se tiene ninguna evidencia.

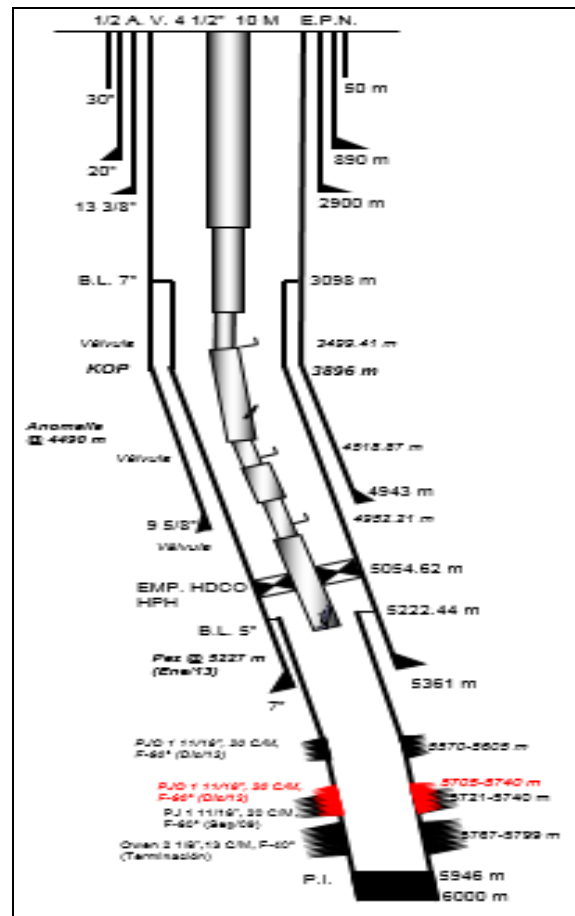


Figura 3. Diagrama Mecánico Pozo 1.

Este pozo solo cuenta con un registro de P y T del año 2014. Se intentó tomar un registro posterior, sin éxito, por una resistencia a la profundidad de 3088 m, razón por la que se optó por correr el registro WellTracer®. El registro de PyT mostró que no existe ningún cambio de presión o temperatura adicional al que se registra en la válvula inferior a la profundidad de 4952 m, lo que descarta alguna anomalía en el aparejo de producción, por lo que se infiere que todo el gas inyectado pasa por dicha válvula, ver Figura 4.

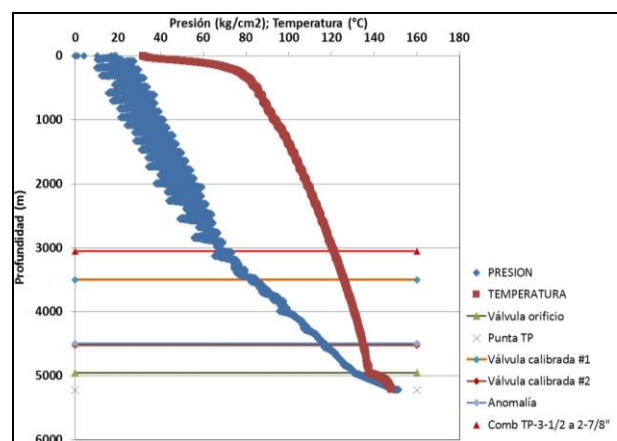


Figura 4. Registro PyT, Pozo 1.

## Corrida tecnología WellTracer® Pozo 1.

En la Figura 5, se observan los datos registrados durante la corrida del WellTracer®. El tiempo de duración de la prueba, desde que se inició el monitoreo de la concentración base de CO<sub>2</sub> hasta que se empiezan a desconectar los equipos, fue de 4 hrs con 20 min aproximadamente. La presión de inyección se muestra estable alrededor de los 108 Kg/cm<sup>2</sup>. La máxima presión de inyección alcanzada durante la entrada del CO<sub>2</sub> a la línea de gas, fue de 118.2 Kg/cm<sup>2</sup>. La presión en la línea de producción muestra un pozo fluctuante entre 11 y 23 Kg/cm<sup>2</sup> aproximadamente. La concentración base de CO<sub>2</sub> está alrededor de 0.03%.

Durante el desarrollo de la prueba se evidenció un solo incremento en la concentración de CO<sub>2</sub>, a las 2 hrs con 56 min y 14 seg. La concentración de CO<sub>2</sub> paso de un promedio de 0.03% a 3.65%.

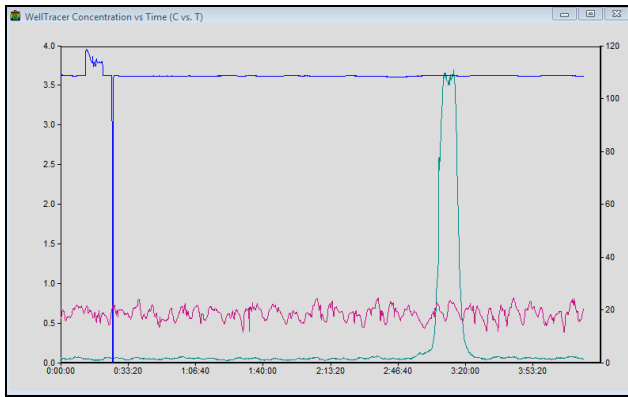


Figura 5. Monitoreo de concentración de CO<sub>2</sub>, Piny, Pprod vs Tiempo, Pozo 1.

De acuerdo al análisis realizado con los datos obtenidos con la corrida del WellTracer® y el modelo de pozo construido, se requiere que el gasto de inyección de gas sea calibrado de 4.2 MMpcd a 4.95 MMpcd para poder ajustarse a las condiciones de operación del mismo, Figura 6. Con base a este ajuste, la Figura 7, muestra como el retorno de CO<sub>2</sub> observado coincide con el tiempo de retorno del gas calculado para la válvula número 3. En este sentido, se pudo definir que:

- El pozo 1, se encuentra inyectando el 100% del gas a través de la válvula más profunda ubicada a 4952 md.
- El gasto de inyección reportado está siendo subestimado en un 17.8%.
- El tamaño efectivo del puerto a través del cual está pasando el gas es de 22.7/64”.
- Considerando que el pozo está inyectando por la última válvula y que no se observa ningún incremento previo en la concentración de CO<sub>2</sub>, se descarta la posibilidad de una fuga a 4490 m.

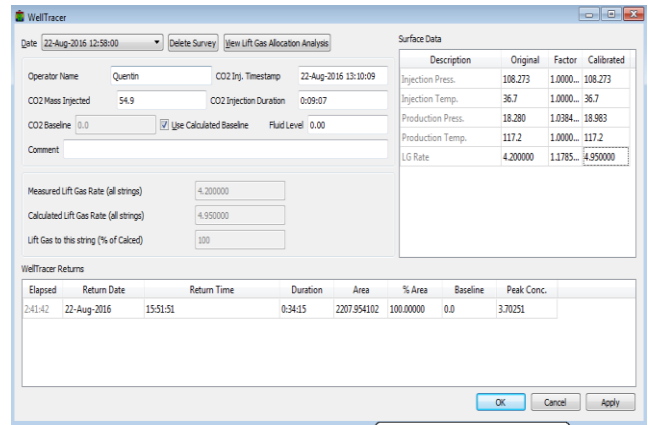


Figura 6. Calibración Gasto de Inyección, Pozo 1.

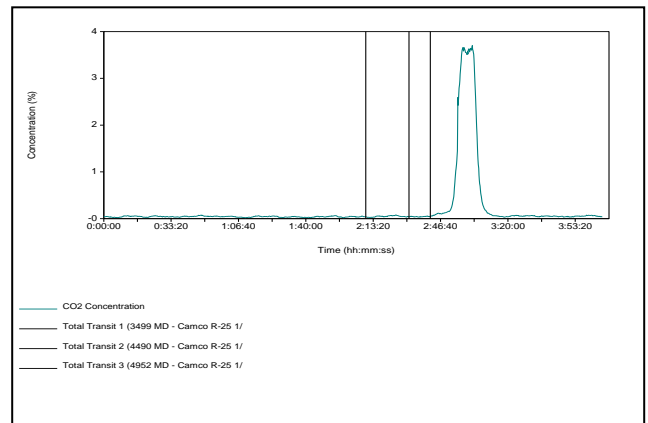


Figura 7. Definición Punto de Inyección por WellTracer®, Pozo 1.

## Recomendaciones Pozo 1.

Las condiciones de operación del pozo parecen ser satisfactorias, dependiendo del factor económico asociado a costos de compresión. En este pozo se está inyectando con dos compresores un total de 4.95 MMpcd de gas. Uno de los compresores presenta una mayor caída de presión a lo largo de su estrangulador, los cuales son usados como medio de control del gasto inyectado. Ese compresor en específico estaría contribuyendo con un mayor aporte de gas en comparación con el otro compresor. De acuerdo con el área usuaria, cada compresor debería contribuir con un máximo de 2 MMpcd. En este sentido se recomienda realizar una revisión del estado de los estranguladores.

Las predicciones realizadas con el modelo de pozo, con base en el perfil de producción vs inyección, requiere adicionar otro compresor para inyectar 2 MMpcd adicionales de gas, incrementando el gasto de aceite en 35 bpd. En el caso contrario, remover un compresor, generaría una caída en el gasto de aceite de 70 bpd, ver Figura 8.

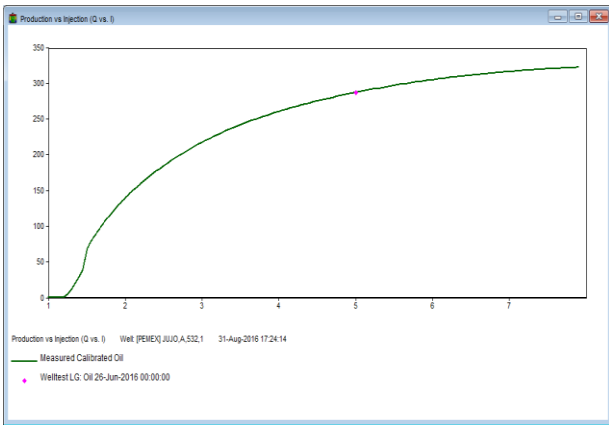


Figura 8. Perfil de Producción vs Inyección, Pozo 1.

### Resultados Pozo 2.

El pozo 2, es un pozo productor con sistema de bombeo neumático continuo, su configuración mecánica consta de un aparejo de producción colgado con punchers @ 4900 m, orificio @ 5015 m y la punta del aparejo está localizado @ 5093 m (Figura 9). El pozo produce con un gasto de inyección promedio de 6 MMpcd. El comportamiento de presión del pozo describe cierta inestabilidad (Figura 10), que podemos asociar al corte de agua que tiene el pozo, a su configuración mecánica ya que el aparejo se encuentra colgado y a las fluctuaciones del volumen de gas de inyección. Considerando el comportamiento de presión y producción del pozo, se decidió tomar el registro WellTracer, con la finalidad de identificar si el punto de inyección actual es en el disparo puncher y si el gas viaja hasta el extremo del aparejo de producción debido a la configuración mecánica del pozo.

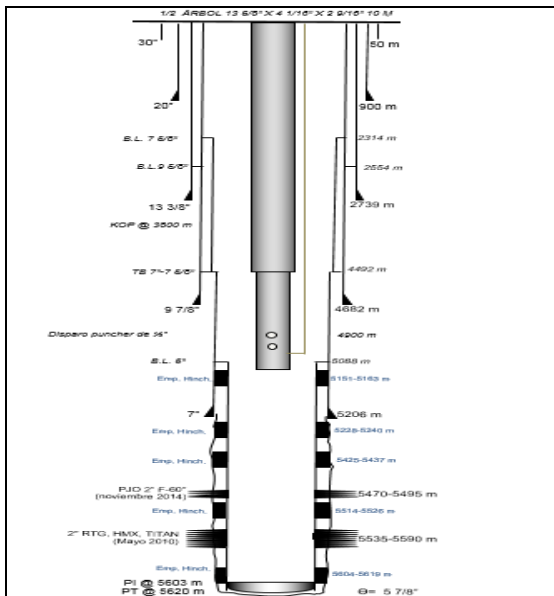


Figura 9. Diagrama Mecánico Pozo 2.

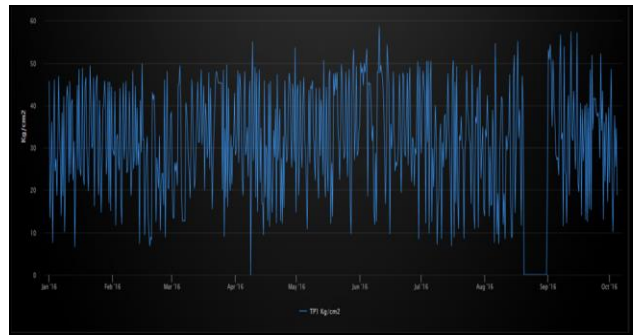


Figura 10. Comportamiento de Presión en Cabeza Pozo 2.

### Corrida tecnología WellTracer® Pozo 2.

Como se observa en la Figura 11, el tiempo de duración de la prueba, desde que se inició el monitoreo de la concentración base de CO<sub>2</sub> hasta que se empiezan a desconectar los equipos, fue de 3 hrs con 48 min aproximadamente. Los diferentes trenes mostrados en el gráfico, evidencian el comportamiento intermitente que presenta el pozo. La presión en la tubería de producción fluctúa entre 10 y 55 Kg/cm<sup>2</sup> mientras que la presión de inyección se mueve entre 107 y 115 Kg/cm<sup>2</sup>. Con respecto a la concentración de CO<sub>2</sub> base, con el arribo del bache de fluido, se alcanza una concentración máxima de 0.182%, la cual cae a valores cercanos a 0% al momento en que el pozo prácticamente deja de fluir.

Durante la corrida de la prueba, se observó al pozo produciendo por baches, los cuales duran aproximadamente 30 minutos cada uno, seguidos por periodos de 20 minutos de no flujo. Se tienen aproximadamente 29 (28.8) ciclos por día, por lo tanto, el pozo no produce durante 9.6 horas diarias.

Con la corrida del WellTracer®, se demostró la existencia de dos picos o incrementos en la concentración de CO<sub>2</sub>. El primer pico en donde está entrando la mayor cantidad de gas, alcanzó una concentración máxima de 2.16%, mientras que el segundo incremento paso de 0.017% a 0.311%.

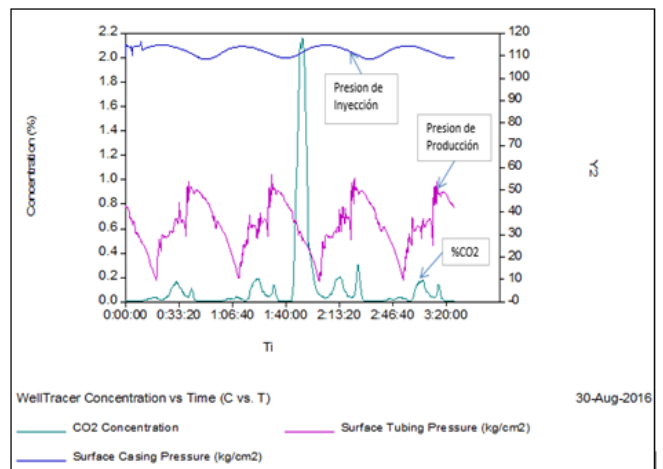


Figura 11. Monitoreo de concentración de CO<sub>2</sub>, Piny, Pprod vs Tiempo, Pozo 2.

De acuerdo al análisis realizado con los datos obtenidos en la corrida del WellTracer® y el modelo de pozo construido, se requirió que el gasto de inyección de gas fuese calibrado de 6.4 MMpcd a 6.7 MMpcd para poder ajustarse a las condiciones de operación del mismo, Figura 12. Con base a este ajuste, la Figura 13, muestra como el retorno de CO<sub>2</sub> observado, coincide con el tiempo de retorno del gas calculado para los punchers y el orificio. En este sentido, se pudo definir que:

- El pozo 2, se encuentra inyectando el 97% del gas a través de los punchers, localizados a 4900 m, mientras que el 3% restante pasa a través del orificio ubicado a 5014 m.
- El gasto de inyección reportado está siendo subestimado en un 4.5%.
- El tamaño efectivo del puerto, a través del cual está pasando el gas en los punchers, es de 41/64", mientras que el orificio parece estar erosionado con 54/64".
- El primer incremento de concentración de CO<sub>2</sub> se originó cuando el pozo estaba en su periodo de "no flujo", recirculando así una gran cantidad del gas inyectado.

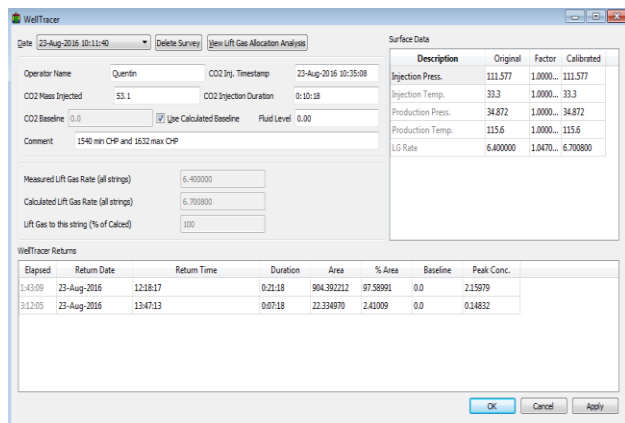


Figura 12. Calibración gasto de inyección, Pozo 2.

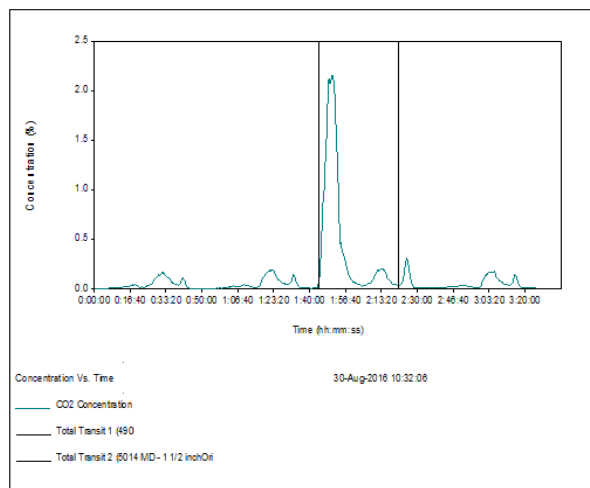


Figura 13. Definición puntos de inyección según análisis WellTracer®, Pozo 2.

Posterior a la corrida del registro WellTracer, se realizó un registro de Presión-Temperatura con TF (Figura 14), con la finalidad de verificar los resultados obtenidos; sin embargo, debido a las condiciones de inestabilidad del pozo, los resultados no son del todo confiables.

Se detectó un cambio claro en el perfil de temperatura y presión a 4891 m (probable puncher a 4900 m), tal como se registró con el WellTracer®, y cambios dudosos a 4935 m y 4952 m posiblemente debido a la columna de líquido existente por debajo del punto de inyección. Debido a la longitud de la TF con la que se tomó el registro Presión-Temperatura, no fue posible registrar hasta el extremo del aparejo.

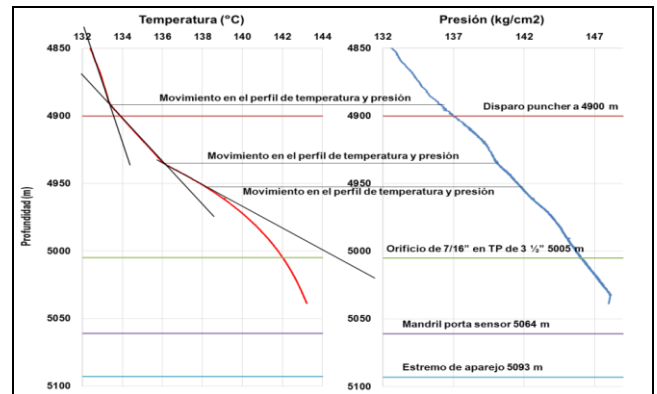


Figura 14. Registro P-T con TF, Pozo 2.

Las diferencias de profundidades para este caso se pueden deber a que es una profundidad mecánica ya que el mismo fue tomado con Tubería Flexible.

### Recomendaciones Pozo 2.

El pozo presenta un Índice de Productividad (IP) de 0.077 bl/Kg/cm<sup>2</sup>. Por la condición de intermitencia que presenta el mismo, se recomienda revisar las condiciones de flujo del yacimiento a fin de determinar si este comportamiento es producto del drenado de la zona o el efecto de un alto factor de daño.

Asumiendo que la productividad del yacimiento o su presión es baja, es posible ahorrar alrededor de 6 MMpcd de gas de inyección, para producir el mismo gasto de aceite o ligeramente mayor de manera estable. Para ello se recomienda realizar una de las siguientes acciones:

- Reducir el tamaño de la tubería de producción a 2-7/8".
- Insertar tubería flexible e inyectar al final de la tubería de producción de 4-1/2".

Con estos cambios, solo sería necesario un compresor para operar el pozo. El objetivo que se busca con estas acciones, es reducir el área de flujo del fluido producido, de manera que el agua se mantenga en velocidad crítica y no genere un efecto "hold-up" en la tubería, razón por la cual, actualmente se requieren tales gastos de inyección. Se realizaron los cálculos correspondientes para definir la velocidad mínima del gas, necesaria para evitar la carga de líquidos asociado al uso de una tubería de producción de 2-7/8". Utilizando la ecuación de Turner, Hubbard & Dukler, JPT 11/69, se obtuvo un gasto de inyección de 0.7 MMpcd de gas para levantar el fluido a superficie.

Wellbore Loadup Calculations (Turner, Hubbard & Dukler, JPT 11/69)		
Gas Gravity	0.651	Air = 1
Flowing Temperature	120	Deg F
Flowing Pressure	136	Psig
Tubing I.D.	2.441	Inches
Gas Flowrate	700	MCFD
Z Factor	0.981	
Gas velocity to lift H2O	23.5	Ft/sec
Gas velocity to lift cond	15.2	Ft/sec
Gas rate to lift H2O	619	MCFD
Gas rate to lift cond	400	MCFD
Min. I.D. to lift H2O	2.596	Inches
Min. I.D. to lift cond	3.228	Inches
Well could load up with H2O	No	
Well could load up with cond	No	

Figura 15. Cálculo de velocidad de gas para evitar carga de líquido (Tubería de 2-7/8"), Pozo 2.

### Resultados Pozo 3.

Este pozo en particular, presenta flujo por el anular, es decir, está produciendo por la TR, e inyectando gas de BN por TP, operando con 2 moto-compresores con un gasto de inyección total de 4 MMpcd. Se estima que el retorno del gas sea por una anomalía a una profundidad 4750 m (880 m arriba de los disparos puncher) con los que cuenta el aparejo, es por ello que se tomó en cuenta para aplicar la tecnología WellTracer® e identificar si el gas, efectivamente, retornaba por la anomalía y no por los puncher, ver Figura 16.

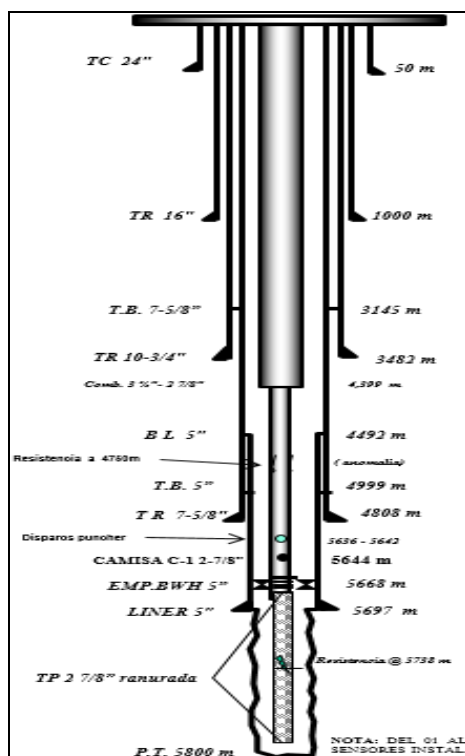


Figura 16. Diagrama Mecánico, Pozo 3.

Antes de la prueba se tomó un registro de presión de fondo a pozo fluyente, esto para identificar la variación de presión en el aparejo de producción y con ello verificar el punto de inyección de gas de BN a través de la anomalía. Se observó un gradiente de gas desde superficie hasta la profundidad de 4,500 m y a partir de los 4,750 m un

gradiente mayor, lo cual estima la entrada del gas a través de dicha anomalía, por lo que el aceite a esa profundidad sale de la TP a la TR y el gas circula junto con el aceite hacia superficie, ver Figura 17. El registro no se pudo correr hasta la zona de los puncher por encontrar resistencia, de manera que con la flexibilidad de la tecnología se esperaba poder identificar, si parte del gas circula por los punchers, o el 100% del gas circula por la anomalía.

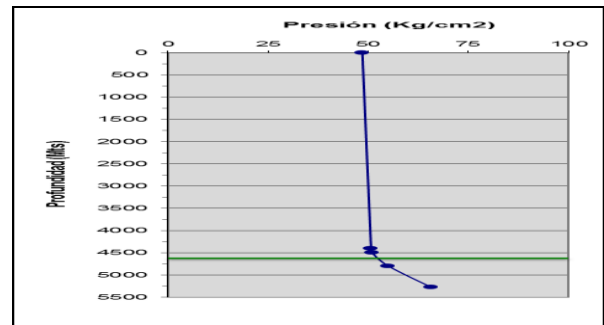


Figura 17. Registro de PyT, Pozo 3.

### Corrida tecnología WellTracer® Pozo 3.

El tiempo de duración de la prueba, desde que se inició el monitoreo de la concentración base de CO<sub>2</sub> hasta que se empiezan a desconectar los equipos, fue de 3 hrs con 11 min aproximadamente. La presión de inyección, se mantuvo estable dentro de valores de 47 a 49 Kg/cm<sup>2</sup>. La máxima presión alcanzada durante la inyección del bache de CO<sub>2</sub> fue de 102.3 Kg/cm<sup>2</sup>. La presión en la línea de producción, se mantuvo alrededor de los 7 Kg/cm<sup>2</sup>. En el tren de concentración de CO<sub>2</sub>, se observa una línea base promedio de 0.45%, la cual incrementó hasta valores de 4.04% al ver el retorno del CO<sub>2</sub> inyectado.

Con la corrida del WellTracer®, se demostró la existencia de un solo incremento en la concentración de CO<sub>2</sub>, lo cual indica que el pozo se encuentra inyectando en un solo punto a lo largo del aparejo de producción. El arribo de este incremento se experimentó a los 39 min de haber iniciado la prueba y a los 24 min después de iniciar la inyección del trazador.

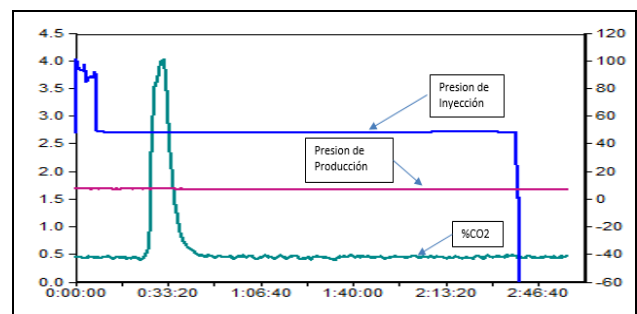


Figura 18. Gráfico de monitoreo de concentración de CO<sub>2</sub>, Piny, Pprod vs Tiempo, Pozo 3.

De acuerdo al análisis realizado con los datos obtenidos en la corrida del WellTracer® y el modelo de pozo construido, se requirió que el gasto de inyección de gas fuese calibrado de 4.0 MMpcd a 3.4 MMpcd para poder ajustarse a las condiciones de operación del mismo, Figura 19. Con base a este ajuste, la Figura 20, muestra



como el retorno de CO<sub>2</sub> observado, coincide con el tiempo de retorno del gas calculado para la fuga ubicada a 4760 m. En este sentido, se pudo definir que:

- El pozo se encuentra inyectando el 100% del gas por un solo punto, a nivel de una fuga especificada por el ingeniero custodio del pozo a 4760 m.
- El gasto de inyección reportado está siendo sobrestimado en un 15%.
- El tamaño efectivo de la fuga a través del cual está pasando el gas es de 30.4/64”.
- El análisis realizado con WinGLUE™, indica que el gasto de líquido actual, es apenas estable, debido al área de flujo en el anular. Esto significa, que más gas de inyección es necesario para mantener el flujo estable, en comparación a que se estuviese produciendo a través de un área de flujo más pequeña. Sin embargo, esto es un problema menor, considerando el incremento del gasto de líquido que se podría alcanzar, si se lograra inyectar desde el fondo.

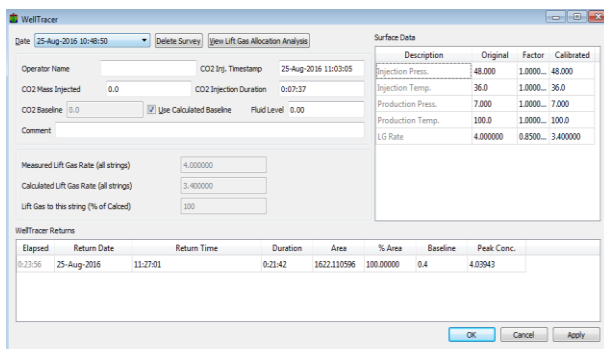


Figura 19. Calibración gasto de inyección, pozo 3.

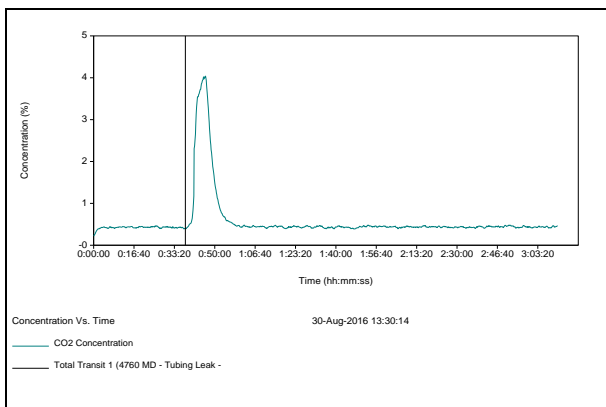


Figura 20. Definición puntos de inyección según análisis WellTracer®, pozo 3.

La Figura 21, muestra el comportamiento del gasto de aceite en función de la cantidad de gas inyectado, a la profundidad de inyección actual (fuga a 4760 m). Nótese que cualquier incremento en el gasto de inyección, no se traduce en una mejora considerable para el gasto de aceite del pozo.

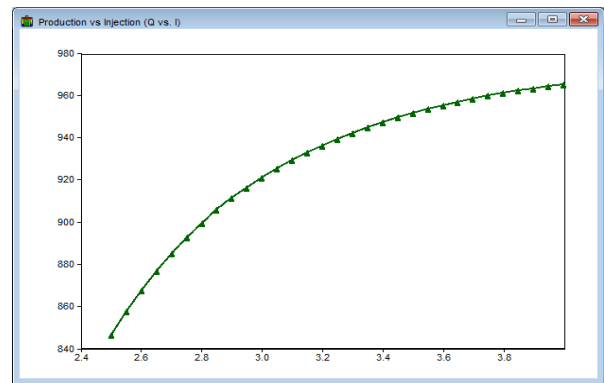


Figura 21. Perfil de gasto de aceite en función del gasto de inyección de gas, pozo 3.

### Recomendaciones Pozo 3.

La recomendación principal para el Pozo 3 con base en el análisis realizado, se enfoca en poder inyectar a través de los punchers a 5636 m, para incrementar el gasto de aceite del pozo en 271 bpd, Figura 22. En este sentido, es necesario reparar la fuga en el aparejo de producción, ya sea, reemplazándolo o utilizando un “pack-off”. La estimación del incremento del gasto de aceite, se realizó con base en la presión de yacimiento suministrada por el ingeniero custodio de 124 Kg/cm<sup>2</sup> y el IP calculado de 1.3 bpd/lpc.

	MD	TVD	Liquid Rate	Oil Rate	OCI	Diff Oil Rate
1	4760	4760	1027.75	946.384	14064.9	946.384
2	5636	5636	1322.31	1217.62	18288.2	271.237
3	5642	5642	1323.73	1218.93	18308.6	1.30725

Figura 22. Estimación del incremento del gasto de aceite al profundizar el punto de inyección, pozo 3.

### Resultados Pozo 4.

Este pozo opera con sistema de Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA), es decir que el mismo gas producido, es el que se está inyectando. Inyecta por Tp un volumen de 2 mmpcd de gas a una presión de descarga 128 kg/cm<sup>2</sup> y produce por TR con estrangulador de 3/4” con una presión de operación de 34 kg/cm<sup>2</sup>. El pozo se encuentra terminado con punchers entre las profundidades de 4461 m – 4464 m y 4470 m – 4474 m, ver Figura 23.

En la Figura 24, se observan los registros presión – temperatura que se han tomado en el pozo en los últimos años. Los registros tomados luego que se instaló el equipo BNA, muestran un cambio de gradiente de presión tangible a los 3000 m (anomalía), esto determina que el punto de inyección se encuentra 1,461 m por encima del punto de inyección diseñado a 4461 m (punchers). En ese sentido, a través del WellTracer®, se quiso confirmar la presencia de la posible fuga y determinar la cantidad de gas que se está inyectando a través de ella.

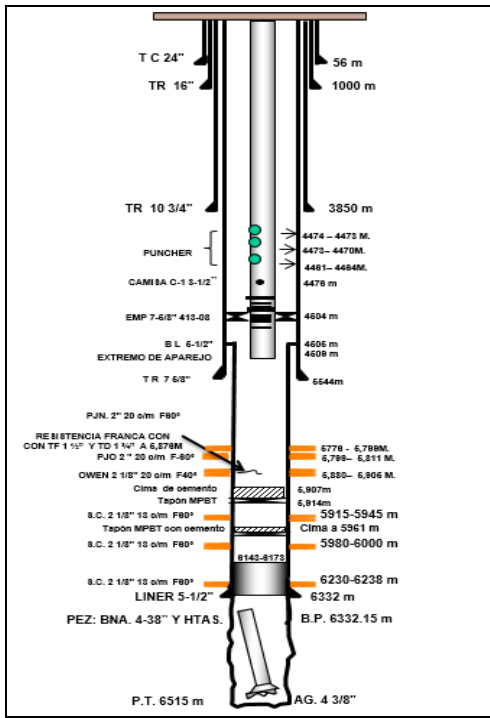


Figura 23. Diagrama Mecánico, Pozo 4.

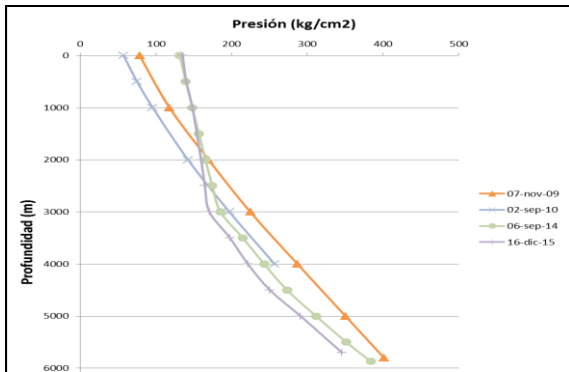


Figura 24. Registros PyT, Pozo 4.

### Corrida tecnología WellTracer® Pozo 4.

El tiempo de duración de la prueba, desde que se inició el monitoreo de la concentración base de CO<sub>2</sub> hasta que se empiezan a desconectar los equipos, fue de 4 hrs con 11 min aproximadamente. La presión de inyección, se mantuvo estable dentro de valores de 108 y 109 Kg/cm<sup>2</sup>. La máxima presión alcanzada durante la inyección del bache de CO<sub>2</sub> fue de 112 Kg/cm<sup>2</sup>. La presión en la línea de producción, fluctuaba entre los 17.5 Kg/cm<sup>2</sup> y 22 Kg/cm<sup>2</sup> luego del estrangulador. En el tren de concentración de CO<sub>2</sub>, se observa una línea base promedio de 2.8%, la cual incrementó hasta valores de 8.62% al ver el retorno del CO<sub>2</sub> inyectado.

La Figura 25, muestra dos incrementos en la concentración de CO<sub>2</sub>, a la 1 hora con 32 minutos y a las 3 horas con 24 minutos, luego de la inyección del trazador respectivamente. El diferencial de tiempo en el cual apareció el segundo incremento con respecto al primero, es aproximadamente igual, al diferencial de tiempo que tardó el primer incremento en aparecer, luego de la inyección del CO<sub>2</sub>. Considerando que el pozo se

encuentra produciendo mediante BNA, se pudo determinar, que este segundo incremento, está representando el retorno del CO<sub>2</sub> inyectado al pozo luego de pasar por el proceso de separación y reinyección del gas a nivel de superficie y estaría entrando por la misma profundidad a la cual está asociado el incremento inicial. La diferencia de tiempo de 7 minutos entre la aparición de ambas desviaciones, se debe a que la inyección inicial de CO<sub>2</sub>, se hizo directamente en la línea de inyección de gas, cerca del cabezal del pozo, mientras que el CO<sub>2</sub> observado en el segundo pico, proviene de un proceso de separación, seguido de una etapa de compresión a nivel de superficie.

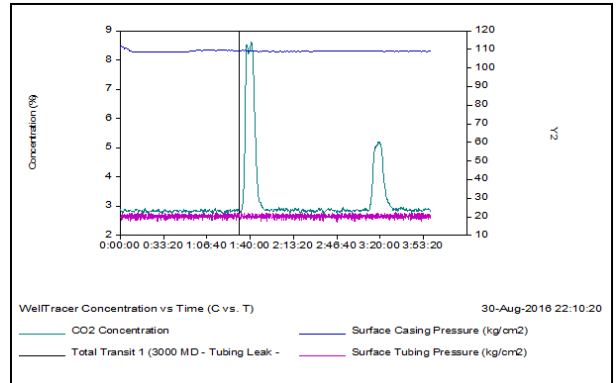


Figura 25. Gráfico de monitoreo de concentración de CO<sub>2</sub>, Piny, Prod vs Tiempo, Pozo 4.

De acuerdo al análisis realizado con los datos obtenidos en la corrida del WellTracer® y el modelo de pozo construido, se requirió que el gasto de inyección de gas, fuese calibrado de 1.9 MMpcd a 1.71 MMpcd para poder ajustarse a las condiciones de operación del mismo, Figura 58. Con base a este ajuste, la Figura 59, muestra como el retorno de CO<sub>2</sub> observado, coincide con el tiempo de retorno del gas calculado para la fuga ubicada a 3000 m. En este sentido, se pudo definir que:

- El pozo se encuentra inyectando el 100% del gas por un solo punto, a nivel de una fuga en la tubería de producción a 3000 m. No se observó ningún otro punto de inyección.
- El gasto de inyección reportado está siendo sobrestimado en un 10%.
- El tamaño efectivo de la fuga a través del cual está pasando el gas es de 17/64”.

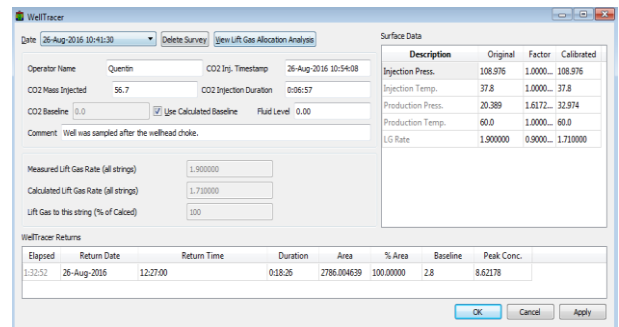


Figura 26. Calibración gasto de inyección, pozo 4.

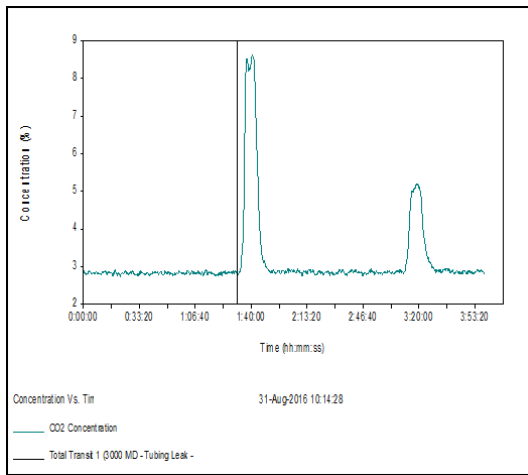


Figura 27. Definición puntos de inyección según análisis WellTracer®, pozo 4.

### Recomendaciones Pozo 4.

El pozo 4, a nivel de superficie, presenta un estrangulador de 56/64", el cual genera una contrapresión de aproximadamente 33 Kg/cm<sup>2</sup> contra 20 Kg/cm<sup>2</sup> que se tienen aguas abajo del mismo. La producción del pozo, podría incrementarse en 366 bpd de aceite, retirando el estrangulador y eliminando la contrapresión. Es importante tomar en consideración, que aun eliminando la contrapresión y manteniendo la presión de inyección del sistema con que se cuenta actualmente, no es posible transferir el gas inyectado desde la fuga hasta los punchers, a menos que se cuente con una presión de inyección en superficie de 135 Kg/cm<sup>2</sup>. En el caso de que se elimine la contrapresión generada por el estrangulador y se logre alcanzar una presión de inyección de 135 Kg/cm<sup>2</sup>, el incremento en el gasto de aceite sería de 595 bpd.

La estimación del incremento del gasto de aceite, se realizó con base en la presión de yacimiento suministrada por el ingeniero custodio del pozo de 409.5 Kg/cm<sup>2</sup> y el IP calculado de 3.3 bpd/lpc.

La Figura 28, muestra el incremento de producción asociado, considerando que se remueva el estrangulador y se incremente la presión de inyección a 135 Kg/cm<sup>2</sup>, manteniendo la inyección en la fuga o transfiriéndola a los punchers.

MD	TVD	Liquid Rate	Oil Rate	OCI	Diff Oil Rate
1	3,000.000	3,483.585	1,041.373	17,505.445	1,041.373
2	4,461.000	4,244.902	1,268.959	21,416.859	227.586
3	4,464.000	4,246.013	1,269.291	21,422.568	0.332
4	4,470.000	4,248.235	1,269.955	21,433.984	0.664
5	4,473.000	4,249.346	1,270.287	21,439.691	0.332

Figura 28. Estimación del incremento del gasto de aceite al profundizar el punto de inyección y remover estrangulador, Pozo 4.

### Resultados Pozo 5.

Este pozo es productor de aceite de 34° API, opera con la red de BN inyectando por TR a 50 kg/cm<sup>2</sup> con gasto de inyección de gas 0.4 MMpcd, con Ptp= 18 kg/cm<sup>2</sup> y Pldd= 10 kg/cm<sup>2</sup>. Produce 201 bpd de aceite sin agua, por estrangulador de 32/64". Cuenta con un aparejo de producción de 2 7/8" para BN con 7 válvulas a las profundidades indicadas en el estado mecánico, ver Figura 29. Poco tiempo después de su última intervención, el pozo experimentó una reducción considerable de su producción, por lo que se pensaba que el mismo, no se encontraba inyectando desde la válvula más profunda. En este sentido, se decidió seleccionar este pozo para la corrida del WellTracer®, a fin de poder conocer la condición de las válvulas, a través de qué punto(s) se encuentra inyectando y la cantidad de gas en cada uno de ellos.

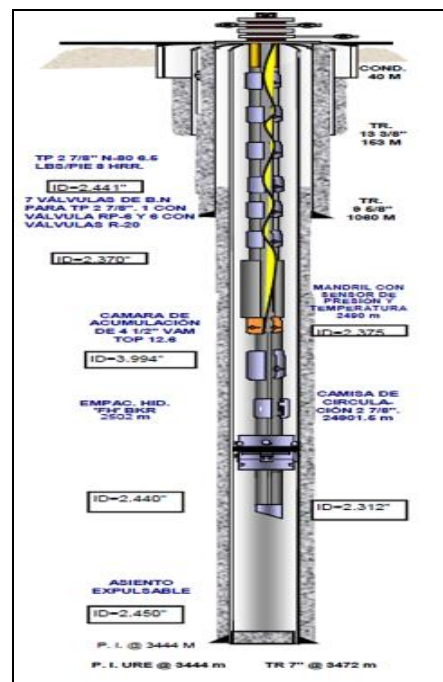


Figura 29. Diagrama Mecánico, Pozo 5.

Posterior a la toma del registro WellTracer®, se realizó una toma de información (registro de presión y temperatura continuo) para determinar los puntos de inyección en el aparejo de producción y compararlo con los datos obtenidos con el WellTracer®. Del registro de presión y temperatura continuo, se obtuvo el gradiente de temperatura mostrado, Figura 30, donde no se aprecia con claridad si hay alguna variación de temperatura, por lo que se realizó un procesamiento de la temperatura en el programa especializado EMERAUDE. De esta manera se calculó la derivada de la temperatura para amplificar la curva de gradiente y verificar si existían variaciones de la temperatura y con ello detectar el flujo de un fluido distinto al gradiente. Analizando la derivada de la temperatura se identificaron dos variaciones a las profundidades de 799 m y 1,176 m. Estas profundidades corresponden a la segunda y tercera válvula con lo que se determinó que la inyección de gas se realiza en estos puntos, ver Figura 31.

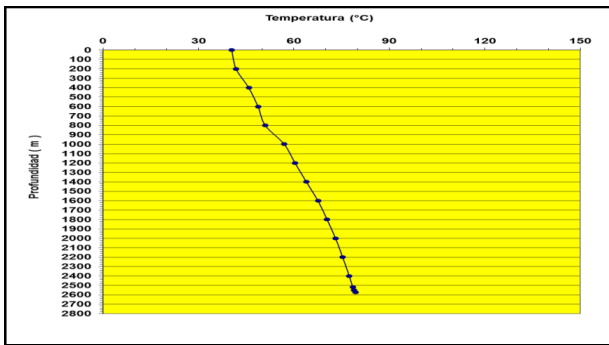


Figura 30. Registro de PyT, Pozo 5.

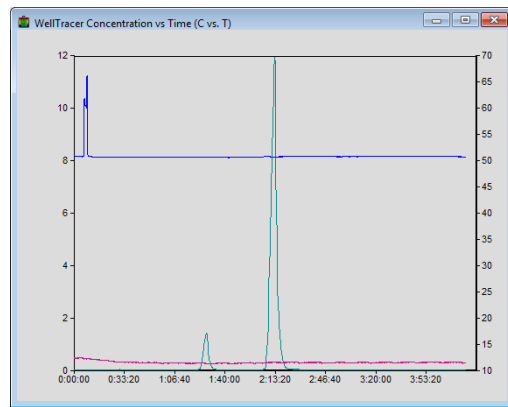


Figura 32. Gráfico de monitoreo de concentración de CO<sub>2</sub>, Piny, Pprod vs Tiempo, Pozo 5.

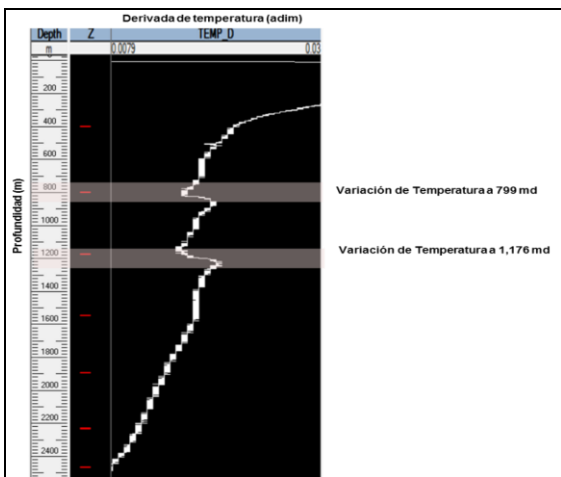


Figura 31. Derivada de temperatura, Pozo 5.

### Corrida tecnología WellTracer® Pozo 5.

Como se observa en la Figura 32, el tiempo de duración de la prueba, desde que se inició el monitoreo de la concentración base de CO<sub>2</sub> hasta que se empezaron a desconectar los equipos, fue de 4 hrs con 20 min aproximadamente. La presión al nivel de la línea de producción, aguas abajo del estrangulador, se mantuvo bastante estable, alrededor de 11.5 Kg/cm<sup>2</sup> mientras que la presión de inyección marcó 50.7 Kg/cm<sup>2</sup> aproximadamente. La máxima presión alcanzada durante la inyección del CO<sub>2</sub> fue de 66 Kg/cm<sup>2</sup>. La concentración base de CO<sub>2</sub> del fluido producido por el pozo está alrededor de los 0.005%.

Con la corrida del WellTracer® se demostró la existencia de dos picos o incrementos en la concentración de CO<sub>2</sub>. El primer pico, en donde está entrando la menor cantidad de gas, alcanzó una concentración máxima de 1.385%, mientras que el segundo incremento pasó de 0.005% a 11.9%. Estas desviaciones fueron observadas a la 1 hora con 15 min y 1 hora 59 min después de haber iniciado la inyección del CO<sub>2</sub>.

De acuerdo al análisis realizado con los datos obtenidos en la corrida del WellTracer® y el modelo de pozo construido, se requirió que el gasto de inyección de gas fuese calibrado de 0.4 MMpcd a 0.455 MMpcd para poder ajustarse a las condiciones de operación del mismo, Figura 34. Con base a este ajuste, la Figura 35, muestra como los retornos del CO<sub>2</sub> observado, coinciden con el tiempo de retorno del gas calculado para la segunda y tercera válvula. En este sentido, se pudo definir que:

- El pozo se encuentra levantando el fluido a través de dos puntos de inyección. El 9% del gas está siendo inyectado por la válvula #2 (802 m) la cual se encuentra ligeramente abierta, mientras que el 91% restante está pasando a través de la válvula #3 (1173 m).
- El gasto de inyección reportado está siendo subestimado en un ~14%.
- De acuerdo al análisis del rendimiento de las válvulas realizado con WinGLUE™, según las condiciones de operación de taller de las mismas, la válvula #1 debería estar totalmente cerrada, la válvula #2 debe estar 15% abierta permitiendo inyectar a un flujo de gas de 0.420 MMpcd y la válvula #3 estaría 49% abierta permitiendo el paso de un gasto de gas de 0.954 MMpcd. Sin embargo, el análisis del WellTracer® mostró que la válvula #1 no está inyectando, mientras que la válvula #2 y #3, inyectan 0.043 MMpcd y 0.421 MMpcd respectivamente. Esto es indicativo de que la válvula #2 pareciera estar parcialmente taponada y la válvula #3 está taponada en un 50%.

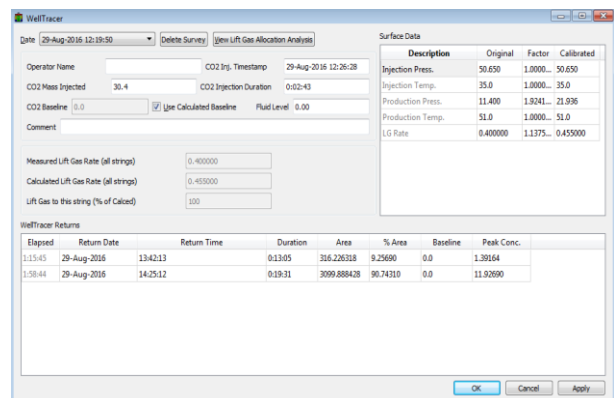


Figura 33. Calibración gasto de inyección, pozo 5.

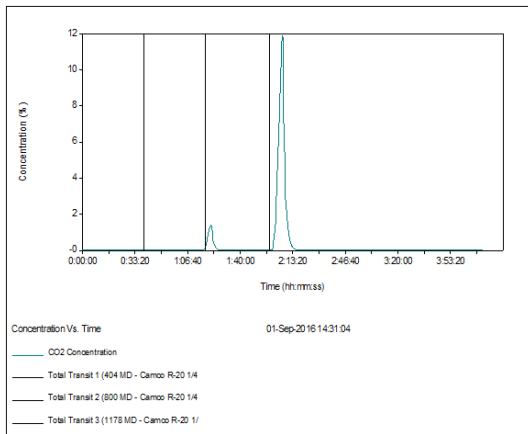


Figura 34. Definición puntos de inyección según análisis WellTracer®, pozo 5.

### Recomendaciones Pozo 5.

El pozo 5, presenta una fracción de agua bastante baja, por debajo del 10% y actualmente se encuentra con una contrapresión de 21.9 Kg/cm<sup>2</sup> generada por un estrangulador de 24/64". La presión de la línea de flujo, aguas abajo del estrangulador, está alrededor de los 12 Kg/cm<sup>2</sup>. Es importante tener en cuenta que una de las mayores desventajas del bombeo neumático es su sensibilidad ante la contrapresión. Una contrapresión alta es capaz de cancelar los efectos de levantamiento perseguidos con el gas inyectado. Considerando el bajo corte de agua que presenta el pozo 5, se recomienda darle prioridad, sobre aquellos en el campo con mayor corte de agua, de manera de que estos últimos sean estrangulados y se tenga capacidad suficiente a nivel de la estación de flujo, para remover el estrangulador sin alterar el sistema.

Con base en el análisis realizado en este pozo, fueron identificados dos problemas principales. El primer problema es la excesiva contrapresión a la cual está siendo sometido y el segundo es que no se encuentra inyectando tan profundo como le es posible. En este sentido, se recomienda tomar en consideración las siguientes alternativas:

- Remover o abrir el estrangulador paso a paso, a fin de reducir la contrapresión hasta valores cercanos al de la línea de flujo. Esta modificación incrementaría la producción de aceite en 475 bpd.
- Una segunda alternativa, es remover o abrir el estrangulador como se mencionó anteriormente y adicionalmente rediseñar la instalación de las válvulas, considerando la posibilidad de colocar un orificio a nivel del mandril #4, para conseguir un único punto de inyección a través de esta profundidad. Esta acción incrementaría la producción de aceite del pozo en 613 bpd.

La Figura 35, muestra el efecto que generaría sobre la producción del pozo, el remover el estrangulador e inyectar de forma individual por cualquiera de las válvulas presentes en el diseño. Por otro lado, la Figura 36, muestra el efecto que se generaría si sólo se logra inyectar de forma individual por cualquiera de las válvulas del diseño, manteniendo la contrapresión en el mismo.

	MD	TVD	Liquid Rate	Oil Rate	OCI	Diff Oil Rate
1	403.861	401.768	0	0	0	0
2	800.102	795.955	632.232	594.671	0	594.671
3	1178.05	1171.95	808.476	760.444	0	165.773
4	1545.95	1536.88	955.305	898.55	0	138.106
5	1895.86	1857.5	1071.35	1007.7	0	109.154
6	2233.88	2138.39	1147.55	1079.37	0	71.6697
7	2468.89	2346.09	1194.3	1123.34	0	43.9706

Figura 35. Estimación del incremento del gasto de aceite al profundizar el punto de inyección y remover estrangulador, pozo 5.

	MD	TVD	Liquid Rate	Oil Rate	OCI	Diff Oil Rate
1	403.861	401.768	0	0	0	0
2	800.102	795.955	0	0	0	0
3	1178.05	1171.95	316.412	297.614	0	297.614
4	1545.95	1536.88	599.662	564.036	0	266.422
5	1895.86	1857.5	757.49	712.488	0	148.452
6	2233.88	2138.39	853.083	802.402	0	89.9136
7	2468.89	2346.09	909.818	855.765	0	53.3638

Figura 36. Estimación del incremento del gasto de aceite al profundizar el punto de inyección, pozo 5.

En términos generales, luego de la corrida del WellTracer® en los cinco pozos descritos anteriormente, se puede establecer que:

- En dos (2) de los pozos, la medida del gasto de inyección reportado, presenta un error menor o igual al 10%, mientras que en los otros tres (3), el error esta entre 10 y 20%.
- Dos (2) de los pozos evaluados mostraron estar inyectando a través de una fuga, uno (1) desde la válvula más profunda y dos (2), presenta multipuntos.
- La cantidad de gas inyectado en cuatro (4) de los pozos, se encuentra dentro de un rango óptimo. Solo un pozo, está sobre-inyectando.
- Las recomendaciones realizadas, estiman un ahorro del gas inyectado de 6 MMpcd y un incremento de producción de 1250 bpd de aceite.

### VI. INFORMACIÓN ADICIONAL DETECTADA CON EL WELLTRACER®.

Con los datos arrojados por el WellTracer® y el análisis correspondiente en WinGLUE™, además de diagnosticar la cantidad y tipo de punto de inyección en cada pozo, con esta tecnología se determina información adicional, que permite generar un diagnóstico completo del sistema de levantamiento y emitir recomendaciones enfocadas a la optimización de producción e inyección. Información relacionada con la calibración de los gastos de inyección, tamaño efectivo de orificios o fugas, rendimiento de válvulas de inyección, entre otros, fueron establecidas. La tabla 2, resume la gama de datos obtenidos con la corrida del WellTracer® y el análisis de los datos.

## VII. CONCLUSIONES

- El WellTracer® está en la capacidad de diagnosticar con un alto grado de certidumbre la condición del sistema de levantamiento de pozos con BNC de una manera rápida, segura y práctica.
- La corrida y análisis del WellTracer®, permite generar recomendaciones enfocadas en la optimización del sistema de levantamiento y de las condiciones de producción del pozo.
- El tiempo de ejecución del registro WellTracer®, desde que inicio la inyección del CO<sub>2</sub> hasta que se desconectaron los equipos del pozo, estuvo entre 3 a 5 horas.
- Se comprobó que el WellTracer®, no altera las condiciones de flujo y no genera producción diferida en los pozos diagnosticados.
- El registro WellTracer® no presentó limitaciones con respecto al diseño de BNC presentado por los pozos seleccionados, a la hora de diagnosticar las condiciones del sistema de levantamiento de los pozos.
- Con la corrida del WellTracer®, se estuvo en capacidad de identificar la cantidad de puntos de inyección presente en los pozos y la procedencia de los mismos (fugas, orificios, punchers, válvulas).
- El WellTracer® demostró su capacidad de diagnóstico, en pozos con condiciones de inyección y producción altamente inestables, tal es el caso del Pozo 2.
- Se demostró que el diagnóstico realizado con el WellTracer®, permite obtener información adicional referente a: condición de las válvulas de BN, desviaciones en los gastos de inyección reportados, el tamaño efectivo de los orificios por donde se está inyectando, el gasto de inyección en cada punto de comunicación identificado, entre otros.
- WellTracer® ofrece costos competitivos que representan una mejor alternativa en comparación con otros métodos de diagnóstico de pozos de BNC.

## VIII. RECOMENDACIONES

- Los pozos seleccionados para la corrida del WellTracer®, deben contar con información de producción, inyección y presión precisa y actualizada.
- Se recomienda colocar los pozos a medición durante el desarrollo del registro WellTracer®.
- Revisar los modelos de pozos realizados en WinGLUE™ en conjunto con el ingeniero custodio de cada pozo, previo a la corrida del registro WellTracer®.
- Se recomienda considerar dentro de los pozos candidatos a la corrida del WellTracer®, aquellos que: presenten alta productividad, muestren altos gastos de inyección, tengan cambios recientes de válvulas, hayan disminuido su producción, entre otros.
- Usar el WellTracer® como componente clave en programas rutinarios de seguimiento y revisión de pozos con BNC.

## REFERENCIAS

1. Hernandez, Ali (2016). "Fundamentals of Gas Lift Engineering, Well Design and Troubleshooting, 1st Edition".
2. Peacock L., Dees D. (April 2012). "Gas Lift Well Surveillance". Patent Number US 8,150,637 B2.
3. Shnaib F., Nadar M.S., Sreekumar M.P., Ponnuel K., Peacock L. (June 2010). "Successful Application of CO<sub>2</sub> Tracer Technology for Surveillance of Gas Lifted Wells". SPE 133268.
4. Wellington S.L., Simmons J.F., Richardson E.A. (October 1993). "An on-line method for trouble-shootig gas lifted Wells without wireline tools". SPE 26593.
5. Wellington S.L., Simmons J.F., Richardson E.A. (November 1990). "Method for Troubleshooting Gas-Lift Wells". Patent Number 4,972,704.

Tabla 2. Información suministrada con la corrida y análisis del WellTracer®.

Pozo	Diseño de levantamiento	Tiempo de ejecución (a partir de la inyección del CO2)	N° de puntos de inyección detectados con WellTracer®	Definición de punto de inyección con WellTracer®	Calibración del gasto de inyección reportado	Cantidad de gas inyectada por cada punto	Tamaño efectivo del orificio	Estatus de válvulas	Optimización del sistema
<b>Pozo 1</b>	BNC con diseño de 3 válvulas	<b>04:22:47</b>	1	Válvula #3 a 4952 m	Subestimado 17.8%	Válvula #3 100%	22.7/64"	Valv #1 y #2 cerradas.	Pozo en condiciones óptimas
<b>Pozo 2</b>	BNC con tubería colgada con punchers y orificio. Flujo en TP	<b>03:41:26</b>	2	Punchers a 4900 m Orificio a 5014 m	Subestimado 4.5%	Punchers 97% Orificio 3%	Punchers 41/64" Orificio 54/64"	Orificio parece estar erosionado	Ahorro de 6 MMpcd de gas inyectado
<b>Pozo 3</b>	BNC con tubería con empacador y punchers. Flujo anular	<b>03:13:39</b>	1	Fuga a 4760 m	Sobrestimado 15%	Fuga 100%	30.4/64"	---	Incremento de gasto de aceite en 271 bpd
<b>Pozo 4</b>	BNA con tubería con empacador y punchers. Flujo anular	<b>04:15:19</b>	1	Fuga a 3000 m	Sobrestimado 10%	Fuga 100%	17/64"	---	Incremento de gasto de aceite en 366 bpd
<b>Pozo 5</b>	BNC con diseño de 7 válvulas	<b>04:30:18</b>	2	Válvula #2 a 801 m Válvula #3 a 1179 m	Subestimado 14%	Válvula #2 9% Válvula #3 91%	Válvula #2 3.52/64" Válvula #3 11.5/64"	Válvula #2 78% taponada Válvula #3 50% taponada	Incremento de gasto de aceite en 613 bpd