

SISTEMA DE INYECCIÓN PULSANTE - OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS CONVENCIONALES DE INYECCIÓN DE AGUA EN PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Avagnina, Daniel (1) DAvagnina@pan-energy.com – **Segura, Javier** (1) RSegura@pan-energy.com – **Barrionuevo, Aymar** (1) ALBarrionuevo@pan-energy.com – **Sánchez Lona, Armando** (2) armandos@onthewavefront.com – **Boscaro, Sergio** (1) SBoscaro@pan-energy.com – **Muniategui, Mariano** (1) MMuniategui@pan-energy.com
(1) **Compañía: Pan American LLC**
(2) **Compañía: Wavefront Technology Solutions Inc.**

Sinopsis

El Sistema de Inyección Pulsante (Powerwave) genera pulsaciones de agua, agregando energía y momento suficiente para producir una dilatación del espacio poral de la roca, permitiendo el paso del agua y movilización de petróleo por zonas del yacimiento que son difíciles de contactar con sistemas de inyección convencional, para eventualmente, liberar el petróleo que se encuentra entrampado por fuerzas capilares. De esta manera, se intenta incrementar la recuperación de petróleo mejorando la eficiencia volumétrica y reduciendo su saturación residual después del barrido con agua.

La fuente original de energía utilizada es la disponible en el sistema de inyección de agua del proyecto de Recuperación Secundaria. Las pulsaciones de presión de fluido son producidas dentro del pozo inyector, y frente al intervalo punzado que se pretende estimular, por medio de una herramienta que interrumpe cíclicamente el flujo de agua inyectada.

Actualmente se han bajado 2 herramientas de inyección pulsante. Una de estas se bajó con equipo de Wire Line y su funcionamiento es mecánico ajustando su frecuencia de operación en función de la presión diferencial aplicada sobre la válvula de fondo; la otra herramienta se bajó con equipo de Pulling y es de funcionamiento eléctrico, conectada a través de un cable hasta su controlador en boca de pozo. Esta última presenta la ventaja de poder modificar su frecuencia de operación desde superficie, mediante el panel de control. Se estima que para el mes de febrero del corriente año se bajará una tercera herramienta, también de funcionamiento eléctrico. Se realizará la conexión al Sistema SCADA para lograr monitorear en tiempo real las variables operativas, además de encender o apagar el inyector de forma remota, y también para avisar a los operadores de una falla de energía, teniendo la autosuficiencia el controlador de reiniciar el inyector automáticamente.

Se prevé movilizar una fracción del petróleo insular, considerado hasta ahora no móvil para la tecnología convencional de inundación con agua, debido a que el momento del fluido aplicado en forma de “olas”, logra la coalescencia de las gotas de petróleo residual permitiendo que estos sean producidos.

El tiempo de respuesta, en proyectos con historia de inyección, se estima entre 4 y 12 meses, contado a partir del comienzo de las pulsaciones.

La eficiencia del sistema se medirá a través del incremento inicial de la producción de petróleo, la disminución del porcentaje de agua y el mejoramiento de la tasa de declinación anual de petróleo, lo que en su conjunto redundará en una oportunidad de incrementar la productividad y las reservas recuperables.

Introducción

- **Ubicación del Yacimiento**

El yacimiento Las Flores se encuentra ubicado al noroeste del área Cerro Dragón (Fig. 1), que dista aproximadamente unos 90 km en dirección oeste de Comodoro Rivadavia.

Presenta una estructura alargada monoclinal, con orientación noroeste - sudeste que se divide en 2 bloques por una falla directa, uno ubicado en la parte sur, denominado Bloque I. Y el otro en la parte norte de la mencionada estructura, identificado como Bloque Norte (Fig. 2).

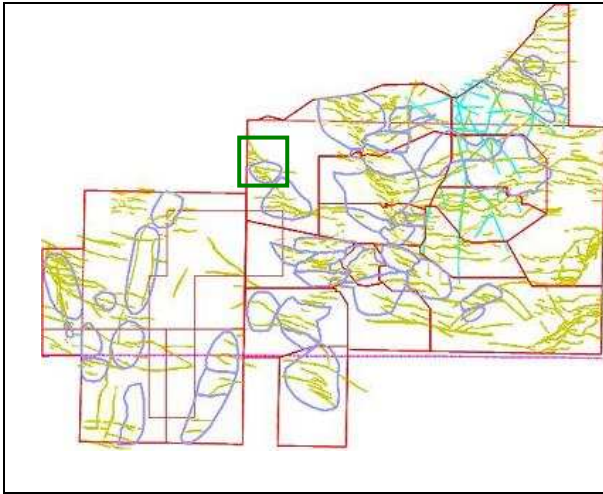


Figura 1: Yacimiento Las Flores

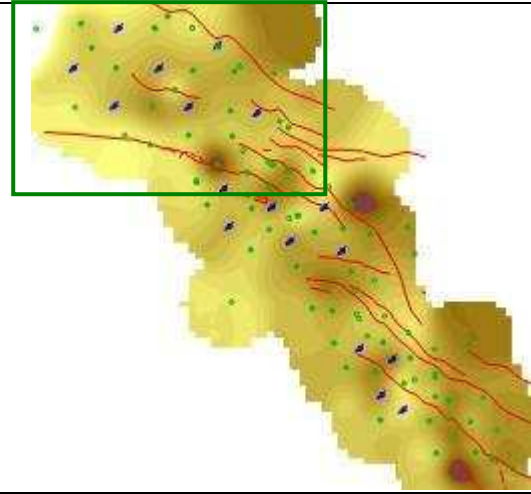


Figura 2: Bloque LF I&N

El principal factor distintivo del bloque norte “LFN” es que la mayor recuperación primaria y secundaria proviene de una única zona denominada capa E1. En cambio el bloque sur “LF1”, aunque también desarrolló la E1 como una de una de sus capas más importantes, presenta también otras arenas que contribuyen significativamente a las reservas del yacimiento.

- **Producción e Inyección Histórica**

El bloque seleccionado para implementar el presente proyecto de inyección pulsante es el Bloque N, el cual inició su proyecto de recuperación secundaria en febrero de 1992 con 2 inyectores (LF-Z y LF-Y) y 4 productores. Para luego alcanzar en la actualidad, la cantidad de 7 inyectores que afectan a 11 pozos productores.

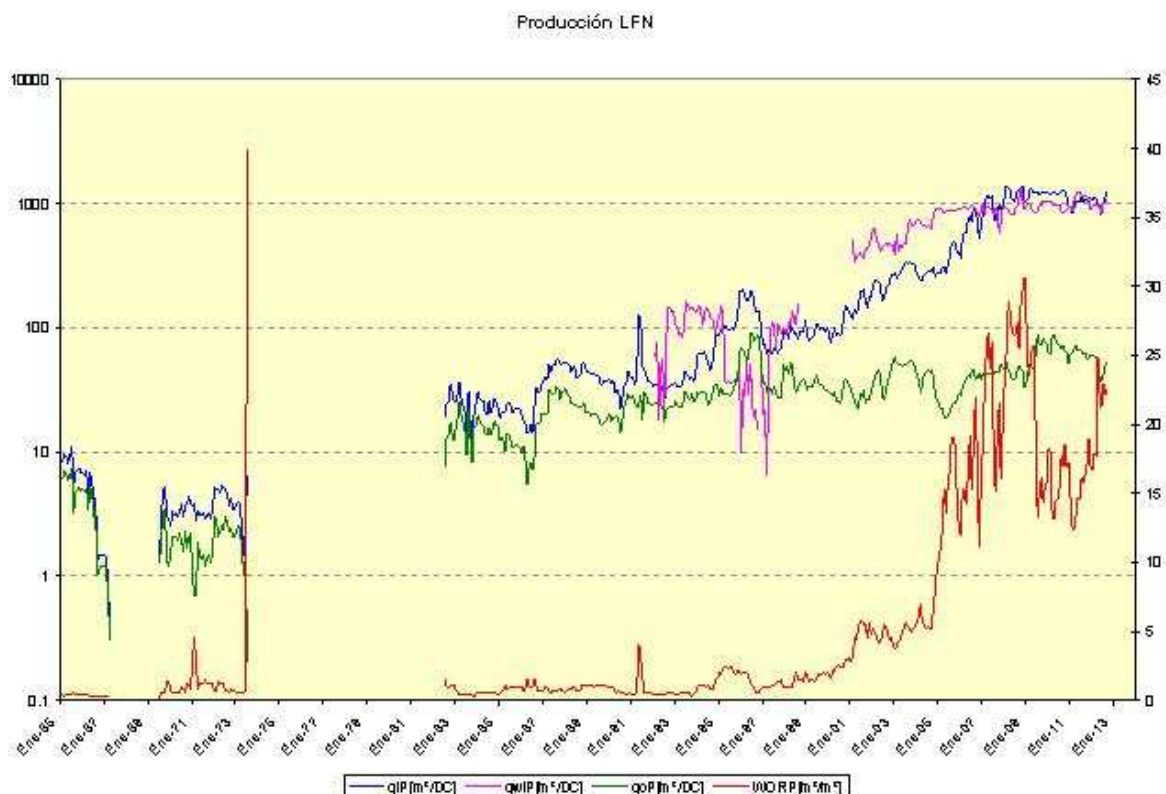


Gráfico 1: Curvas de producción LFN

Las historias de producción e inyección del bloque se muestran en el Gráfico 1. En este gráfico también se puede observar que a partir de 2007, el líquido producido supera al agua inyectada, estableciendo una tendencia a mejorar el balance de fluidos del bloque.

Además se muestran la producción e inyección del proyecto original y las variaciones producidas por las 2 ampliaciones sucesivas, incluyendo un lapso sin inyección que va desde agosto de 1998 hasta febrero de 2001.

La producción e inyección del bloque en estudio para Agosto de 2011, tiene los valores mostrados en la Tabla 1:

Descripción	Producción		Inyección de Agua
	Petróleo	Agua	
Producción Diaria (m3/d)	57	973	1.139
Acumulada (Mm3)	385,3	2.740	3.281
Pozos Activos	9		7

Tabla 1: Producción bloque LFN

La producción de petróleo se mantiene estable desde esta misma fecha, mostrando un comportamiento prácticamente constante con un buen balance producido/inyectado en los últimos años.

Desarrollo/Objetivos

El principal objetivo es incrementar la producción y recuperación final de petróleo logrando una mayor eficiencia volumétrica de barrido en la capa de interés y, además de comprobar la efectividad de una nueva tecnología como lo es la herramienta de flujo pulsante, se evaluará la posibilidad de extender el proyecto piloto a otras capas de interés en función de los resultados obtenidos durante el período de prueba.

Según los resultados obtenidos en otros yacimientos, esta nueva tecnología ofrece entre sus ventajas más importantes:

- ❖ Mejora el Wcut.
- ❖ Incrementa hasta un 18 % la producción acumulada de petróleo en la malla (en productores de la primera línea).
- ❖ Luego del pico de producción, el bloque declina con una pendiente 6% menor al valor de declinación anterior.
- ❖ El tiempo de respuesta se estima entre 4 a 12 meses (6 meses promedio).
- ❖ Incrementa las reservas entre 2 a 5 % del IOIP.
- ❖ Debido a los pulsos de fluido, no se obstruyen ni la formación ni la herramienta, siempre y cuando la herramienta tenga fluido para inyectar constantemente.
- ❖ Ayuda a mantener limpios los punzados.

Se hará una revisión completa de los modelos estático y dinámico del proyecto LFN de geología e ingeniería, por lo que los resultados obtenidos se podrán utilizar para el re-estudio del proyecto.

• Principio de Funcionamiento

La herramienta Powerwave genera pulsos de presión de fluido que provoca una flexión elástica momentánea de la estructura porosa (teoría de la ola). Este pulso de presión mueve el fluido dentro y fuera a través de las numerosas redes de poros del yacimiento, obteniendo una inyección frontal más uniforme, resultando en incrementos de recuperación de petróleo.

La instalación es de forma permanente en el pozo inyector, y tiene un flujo constante a través de la misma. Esto hace que no requiera de mantenimiento de limpieza ya que el flujo pulsado no permite que se acumulen sólidos obturantes en la salida de la herramienta.

Los procesos son universalmente aplicables a todos los campos petroleros con sistemas de inyección. La herramienta es de costo-efectivo, requiriendo mínimos trabajos de instalación, al mismo tiempo de no requerir trabajos de mantenimiento. Powerwave ha demostrado en laboratorio y en campo que puede mejorar el rendimiento de inyección de agua, CO₂, químicos, surfactantes y polímeros, probando el ser efectivo en operaciones con sistemas de recuperación secundaria y mejorada, en conjunción con proyectos de estimulación (Ácidas-No Ácidas) de pozos.

El principio de funcionamiento consiste en liberar los fluidos inyectados mediante pulsos creados por la rápida apertura y cierre de una válvula circunferencial especializada de alta velocidad que es parte de la BHA (*Bottom Hole Assemble*) de Powerwave. Los pulsos de fluidos, son de alta efectividad en controlar los fluidos inyectados, por las siguientes razones:

- ❖ Crea pulsos que favorecen el movimiento de fluidos atrapados en la roca. Viajando a una velocidad típica de 100 m/s, los fluidos se aceleran a través de los poros, forzando a los fluidos atrapados a moverse hacia los productores. Esto incrementa la producción de petróleo, reduciendo los volúmenes de petróleo atrapado en campos de difícil recuperación con métodos y herramientas convencionales, logrando que los fluidos atrapados se desplacen por medio de olas tridimensionales, hacia los pozos productores.
- ❖ El gradiente de presión involucrado en el flujo normal de fluidos a través del reservorio, es generalmente muy pequeño cuando se mide en escalas de centímetros, sin embargo, estas pequeñas diferencias determinan los canales de menor resistencia que gobierna el flujo normal de los fluidos. Una amplitud típica en un sistema convencional de inyección, es de alrededor 250 psi (17.5 kg/cm²), pudiendo ser de mayor amplitud para formaciones *tight*. Las pulsaciones generadas permiten que los fluidos inyectados puedan viajar de manera más uniforme en el yacimiento, accediendo a áreas de mayor resistencia y evitando que el fluido inyectado fluya solo por los canales de menor resistencia.
- ❖ Las pulsaciones creadas fuerzan a los fluidos a penetrar los espacios de los granos de la roca y la arena, causando un muy pequeño efecto, no dañino, de expansión y contracción de los espacios, lo cual provoca que se incremente la dinámica de permeabilidad del yacimiento.

Este incremento en la dinámica de la permeabilidad del yacimiento, y las pulsaciones creadas para desplazar los fluidos, permiten que los líquidos viajen más fácilmente a través de la arena, barriendo petróleo atrapado en zonas de alta resistencia que no ha podido ser movilizado por un sistema de inyección convencional como se muestra en la Figura 3. La rápida expansión y contracción del proceso en forma continua, crea un desplazamiento de los fluidos inyectados más uniformemente, y acelera el movimiento de los fluidos hacia los pozos productores.

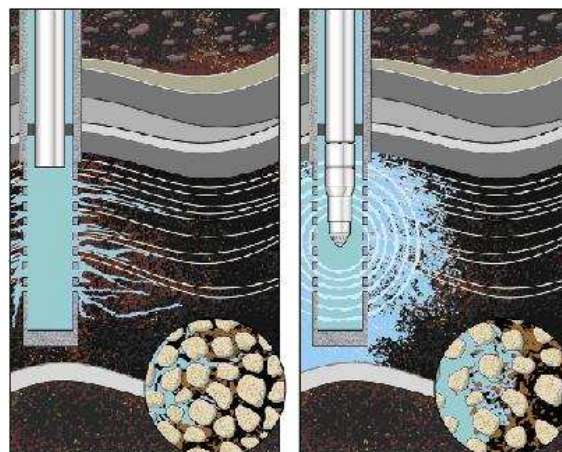


Figura 3: Optimización de desplazamiento de fluidos en el yacimiento por Powerwave (derecha). Desplazamiento Convencional (izquierda)

La presión de las pulsaciones generadas nunca supera el nivel de presión que ya tiene el yacimiento. La herramienta acumula energía agregando “momento” al fluido, de modo que se libere con fuerza y regrese a su nivel de presión normal para empezar nuevamente a acumular energía para la siguiente pulsación.

Las herramientas Powerwave generan de forma permanente y constante en los inyectores, pulsaciones de presión asimétrica, deteniéndose momentáneamente y liberando rápidamente la inyección de agua como se muestra en la Figura 4. De esta manera, el pico de presión será igual a la presión del fondo del pozo, y el promedio de la presión del fondo del pozo durante la inyección será, por consiguiente, un poco más bajo que el de una inyección estándar. La presión en fondo del pozo puede ser controlada desde la superficie.

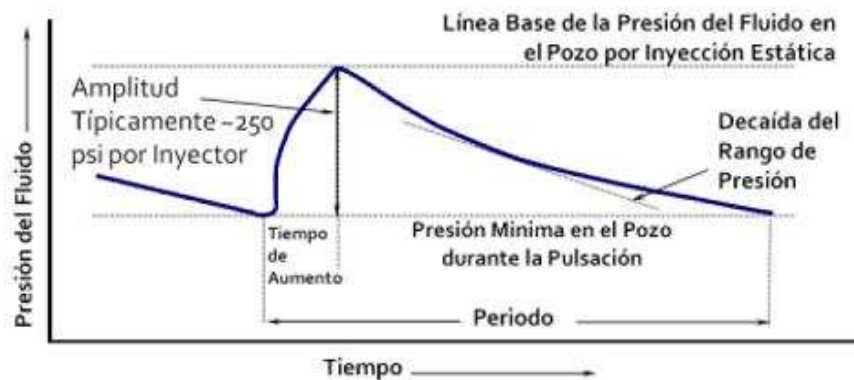


Figura 4 : Características de la presión de pulsaciones de Powerwave

Cuando la herramienta se abre, la presión se aumenta rápidamente hasta su punto de valor más alto. El tiempo máximo que toma para llegar a su presión máxima se llama “Tiempo de Aumento”, y este parámetro necesita ser calibrado a las características individuales de cada reservorio.

- **Herramientas Powerwave disponibles**

Se presenta en dos versiones. El tipo de herramienta a usar se selecciona dependiendo de las necesidades y objetivos del campo productor, la cantidad de capas a inyectar, y del tipo de instalación de inyección que se tenga del pozo.

Herramienta Eléctrica- Powerwave Dragonfly

Las características más notorias de esta herramienta son:

- ❖ No depende de las condiciones del yacimiento para crear sus pulsaciones.
- ❖ Tiene la capacidad de variar volúmenes de inyección de fluidos, desde 40 m³/d, hasta 1600 m³/d.
- ❖ Incluye una computadora en superficie, que tiene las capacidades de:
 - Configurar la variación del caudal de inyección deseado, especificando el número de pulsaciones por minuto, el tiempo de cierre de la válvula de paso de la herramienta (para acumular la mayor energía y momento posible al agua), y el tiempo de apertura de la misma válvula (para lograr el mejor impacto de inyección frontal hacia la cara de la formación).
 - Graba en memoria la cantidad histórica de pulsaciones acumuladas en el inyector.
 - Reporta visualmente el cierre y apertura de la herramienta.
 - Reporta la temperatura en la herramienta.
 - Reporta el voltaje y amperaje utilizado por la herramienta.
 - Posee sensores de energía, el cual, de haber una falla eléctrica en el pozo tiene la capacidad de reiniciarse por sí misma una vez que regresa la energía.
 - Posee sensores de temperatura, los cuales apagan la herramienta de existir un sobrecalentamiento peligroso para el equipo, y auto reiniciarse una vez que baja la temperatura en el fondo del pozo. De suceder esto, la herramienta permanecerá abierta durante su paro, permitiendo la inyección normal del caudal programado para el pozo inyector.

- ❖ Tiene la capacidad de incluir tecnología SCADA, de modo que el inyector pueda ser controlado y monitoreado de forma remota.

Requiere de una intervención con equipo de torre (PU o WO) para su instalación, se coloca enfrente del intervalo punzado que se quiera optimizar (en el caso de tener más de un intervalo punzado). La herramienta genera sus pulsaciones en base a un ordenador que se instala en superficie

La computadora, dentro de un panel de control a prueba de cualquier condición climatológica, es quien regula el número de pulsaciones por minuto que debe de generar la herramienta en el fondo del pozo. El ordenador en superficie permite un mayor control de la herramienta. Debido a que las pulsaciones son constantes, al igual que es constante el fluido que pasa por la herramienta, no permite la acumulación de sólidos, evitando que la herramienta necesite de servicios de mantenimiento. A diferencia de la herramienta mecánica, la herramienta Dragonfly puede manejar calidades de agua muy malas. El panel de control en superficie tan solo requiere de un máximo de 5 Amperes. De no existir electricidad en el pozo, se puede utilizar un acumulador de energía, o mismo una celda solar.

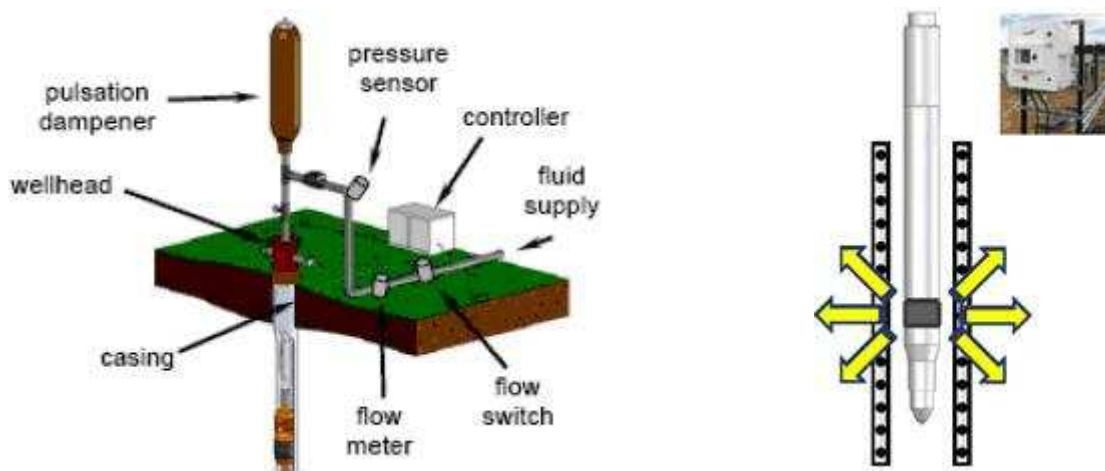


Figura 5 : Instalación de superficie – Herramienta Eléctrica

Herramienta Mecánica – Powerwave Voyageur

Se cuenta con 5 versiones mecánicas (desde 150 a 1200 psi), las cuales se seleccionan dependiendo el tipo de yacimiento y petróleo que se tenga en el inyector (a mayor presión de reservorio, mayor el diferencial de presión requerido en la herramienta).

Puede manejar menos volumen de inyección que la herramienta eléctrica (hasta 240 m³/d).

Instalada en el pozo inyector con un equipo de WL, anclada al niple, colocada enfrente del intervalo perforado que se quiera optimizar (en el caso de tener más de 1 intervalo perforado), la herramienta genera sus pulsaciones en base al diferencial de presión que se ejerce desde la superficie, y la presión existente del yacimiento. No requiere de electricidad. Ese diferencial de presión permite que la herramienta abra y cierre su válvula, generando pulsaciones de fluido que penetran en el yacimiento de una forma uniforme. Debido a que las pulsaciones son constantes, al igual que es constante el fluido que pasa por la herramienta, no permite la acumulación de sólidos, evitando que la herramienta necesite de servicios de mantenimiento. Solo una calidad de agua muy mala, podría taponar la herramienta y bloquearla.

La pulsación se puede detectar, o no, en superficie, dependiendo de la instalación de inyección y profundidad del pozo, así como también del caudal de inyección.

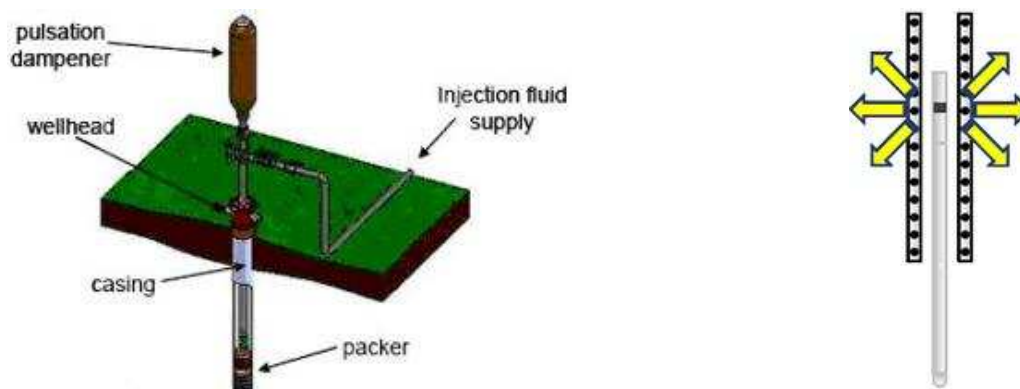


Figura 6: Instalación de superficie – Herramienta Mecánica

- **Selección del Proyecto**

Teniendo en cuenta el funcionamiento de la herramienta, se evaluaron diferentes proyectos del yacimiento Cerro Dragón, quedando seleccionado el bloque Las Flores Norte (LFN). El cual inició su proyecto de recuperación secundaria con 2 inyectores y 4 productores. Para luego alcanzar en la actualidad, la cantidad de 7 inyectores que afectan a 11 pozos productores.

Los primeros pozos productores del LFN fueron perforados y puestos en producción en enero de 1965, la mayoría de los cuales documento petróleo surgente con altos caudales de petróleo seco, para los ensayos de terminación de la capa E1. También se registraron ensayos de gas en esta capa en la zona alta de la estructura.

Los inyectores del bloque en agosto de 2011 inyectaron un total de 1139 m³/d. Del total se seleccionaron 3 inyectores para instalar la herramienta Powerwave: el **LF-A**, **LF-B** y **LF-C**; los cuales están ubicados en una zona con menos fallas y por lo tanto mejor conectividad entre pozos.

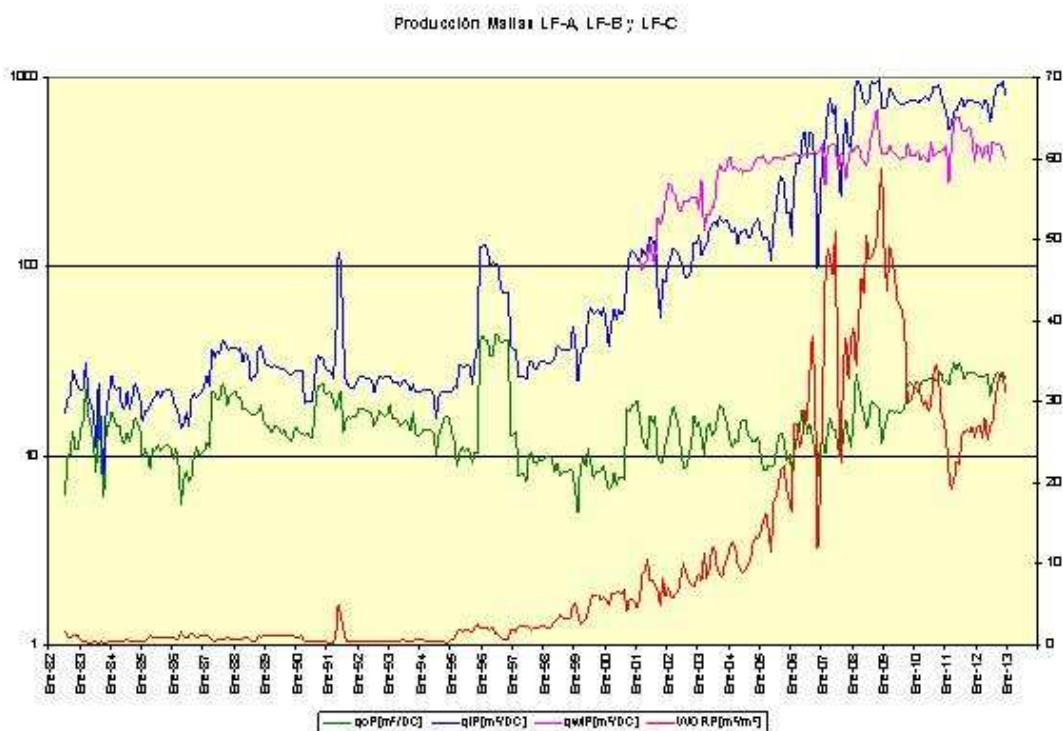


Gráfico 2: Producción de la zona a implementar el Piloto

En la Figura 7 se muestra el mapa isopáquico de la capa E1, de muy buena continuidad y espesor en la zona.

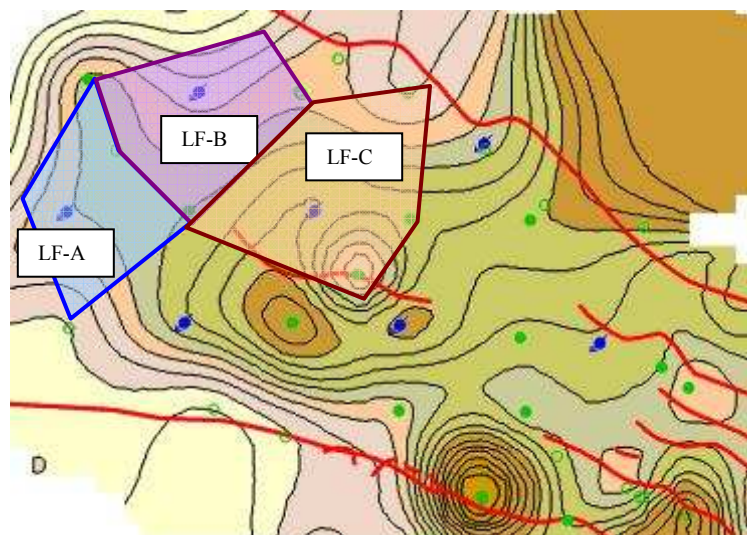


Figura 7: Yacimiento Las Flores

Los mecanismos naturales de producción predominantes antes del comienzo de la inyección de agua, deducidos de la historia de producción y presiones, fueron la expansión monofásica y la posterior expansión del gas en solución.

La capa E1, de alta permeabilidad y admisión, que se encuentran en zona somera aproximadamente a 700 m de profundidad (bbp), se encuentra actualmente depletada, ya que admite sin necesidad de aplicar presión en boca de pozo. Tiene muy buen espesor y extensión areal. Además ha documentado importantes ensayos de petróleo individual, sin que fuera necesaria la realización de fracturas. Las características específicas de la capa se resumen en la Tabla 2.

Inicio WF:	Feb-92
Inyectores asociados al Piloto:	LF-A, LF-B y LF-C
Productores Asociados al Piloto:	LF-1, LF-2, LF-3, LF-4, LF-5 y LF-6
Producción Líquido:	665 m ³ /d
Producción Petróleo:	24 m ³ /d
Inyección zona (3 iny):	300 m ³ /d
Presión media Original Reservorio:	63 kg/cm ²
Permeabilidad media:	200 a 260 md
Presión de inyección:	15 kg/cm² (213 Psi)
Dens Pet. Muerto:	0.924 g/cm³ (21.6 °API)

Soa:	57%
Fr prim actual:	4%
Fr sec actual:	3.5%
(Frp + Frs) 2047:	17%
Vp:	1128 Mm ³
Porosidad Media:	24%
Dist. Promedio I-P:	460 m
VP iny:	42%
Viscosidad:	12 cp @ temp reserv. 38 °C
Espesor promedio Capa E1:	6 m
Balance Qwiny/Qliq:	1.1

Tabla 2: Características Capa E1

Analizando los últimos registros podemos observar que los inyectores muestran una presión de inyección en boca de entre 4 y 30 kg/cm² para el mes de agosto de 2011.

Considerando las tecnologías disponibles y las características tanto del reservorio como de los diseños de inyección se decidió probar las dos herramientas de la siguiente forma:

- Herramienta Eléctrica: LF-A y LF-C
- Herramienta Mecánica: LF-B

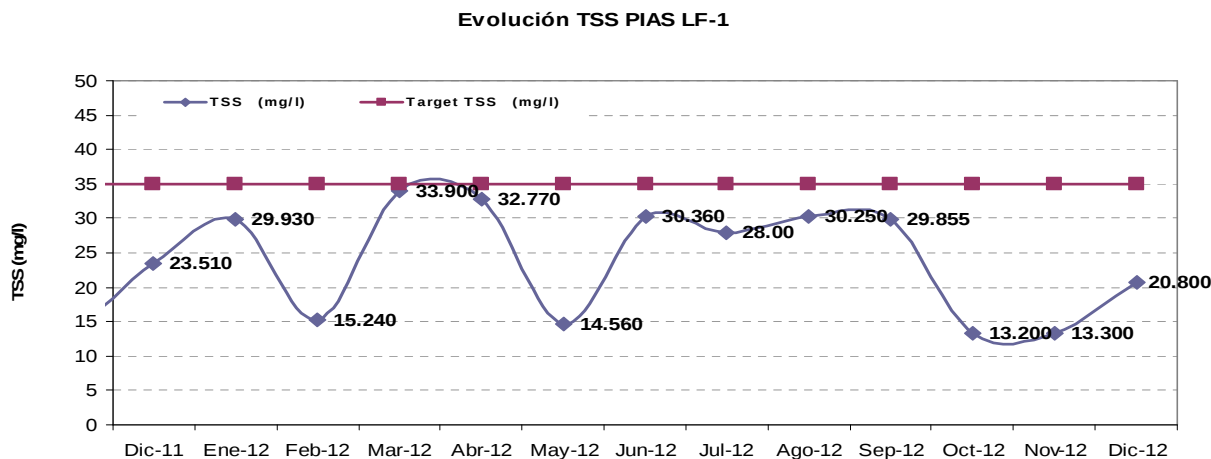
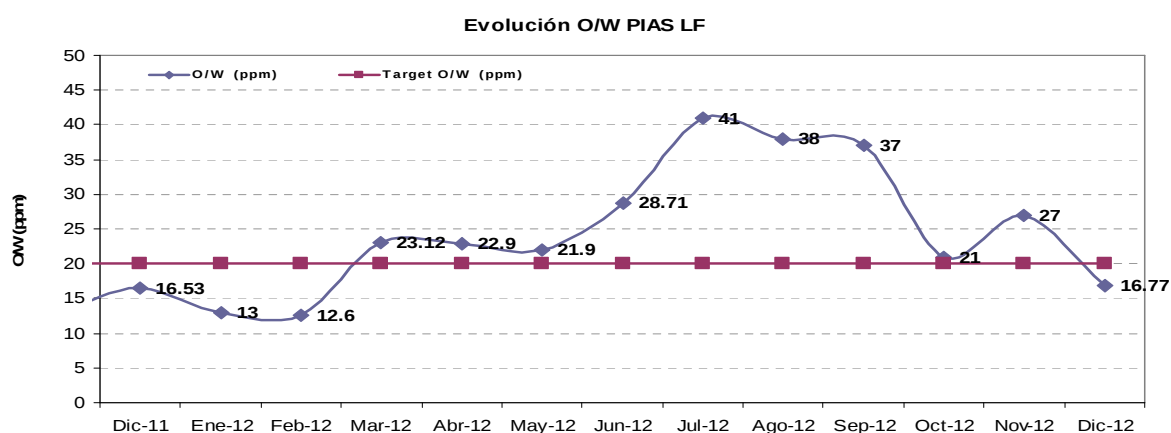
Implementación

- **Condiciones iniciales**

Antes de comenzar el proyecto piloto, se debe asegurar la estabilidad de la producción e inyección de la zona, mediante el aumento de la frecuencia de los controles de producción y el seguimiento diario de los caudales de inyección. De esta manera se garantiza una línea de producción base referencial, sobre la que se podrán estimar en forma segura las variaciones de producción debidas al sistema de inyección pulsante.

- o Calidad de agua

La calidad de agua se monitorea a través de controles diarios de parámetros tales como ppm de petróleo en agua, cantidad de sólidos solubles totales (mg/l) y la cantidad de Oxígeno (pbm) y bacterias presentes (col/ml). En los gráficos siguientes se puede observar que dichos parámetros se encuentran dentro de los rangos de buena calidad fijados principalmente para no perder inyectividad por taponamiento en las capas de secundaria.



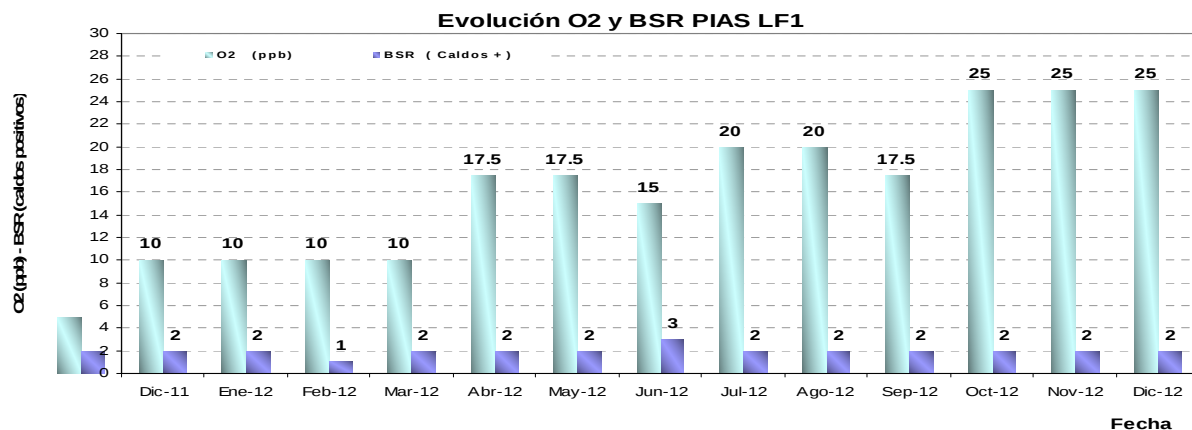


Gráfico 3: Parámetros de calidad de Agua

o Instalaciones de Superficie

El pozo inyector LF-A tiene un acueducto de 620 m de longitud y 2" de diámetro, que lo conecta al manifold. El pozo inyector LF-B tiene un acueducto de 600 m de longitud y 2" de diámetro. El pozo inyector LF-C tiene un acueducto de 890 m de longitud y 2" de diámetro.

Las bombas de inyección utilizadas en las PIAS son quintuples con una presión en el manifold de unos 1450 psi. La distancia desde la PIA hasta el manifold es de 16 km.

Actualmente los parámetros de inyección se obtienen con mediciones en superficie mediante caudalímetros digitales calibrados ubicados en el manifold de inyección. Dichos datos (caudal y presión de inyección) son transmitidos al sistema SCADA para un mejor seguimiento de los mismos.

- **Duración del Piloto**

EL proyecto piloto tendrá una duración de 12 meses a partir de la bajada de la primer herramienta. El mismo contempla la instalación de 3 herramientas de inyección pulsante, 2 de funcionamiento eléctrico y 1 mecánico, y que afectará a 6 pozos productores donde se espera obtener respuesta incremental.

- **Instalación Herramienta Eléctrica: LF-A y LF-C**

El LF-A inició la inyección en ene-2001 teniendo 2 productores asociados (LF-1 y LF-2) y el LF-C en Sept-2001 con 3 productores en primera línea (LF-2, LF-5 y LF-6). Incorporándose en el 2009 el LF-3 (pozo con historia de producción, pero la capa E1 no se había abierto hasta el momento) y en el 2011 el LF-4 (último pozo en perforarse en la malla).

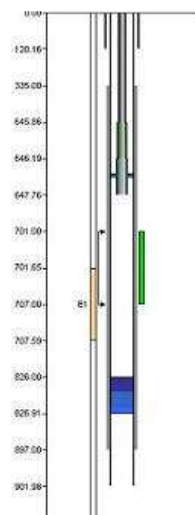
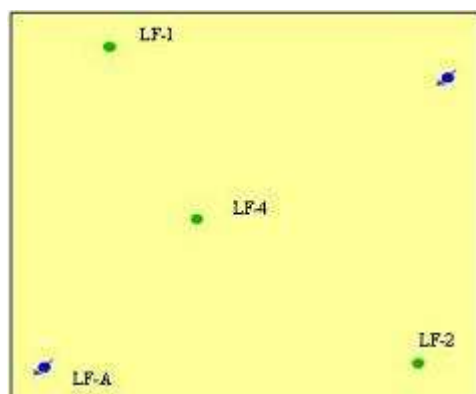


Figura 8: Malla LF-A

Figura 9: Diseño instalación inyección LF-A

Se seleccionó el pozo LF-A para la instalar la herramienta eléctrica ya que era el único candidato que tenía abierta únicamente la capa E-1, por lo que con un solo packer por encima de la misma se podía hacer la instalación.

Con la herramienta eléctrica se tiene la dificultad que hay que utilizar packer especiales ya que por los mismos debe pasar el cable conductor de la energía.

Los trabajos previos al ingreso del equipo de PU que se debieron realizar en el pozo consistieron en: tendido de línea eléctrica hasta el inyector, realizar nuevo diseño del puente de inyección (cambio de cabeza de pozo), calibración del caudalímetro y obtención de herramientas y servicios especiales para la bajada de la herramienta (tales como packer especial, compañía de servicio para el sunchado del cable de alimentación).

Durante la operación del PU no se observaron inconvenientes en la bajada de la herramienta. Lo que si se observó es que debido al tiempo que estuvo cerrado el inyector, el reservorio se despresurizó y cuando se restableció la inyección la presión en boca de pozo era de 2 kg/cm² (previo a la intervención la presión era de 30 kg/cm²).

A pesar de esta situación, una vez habilitada la energía en el pozo, se procedió a la calibración (desde el controlador) de la herramienta. Los seteos se dejaron en 12 pulsos/min (con 1.5 segundos de apertura y 2.5 de cierre de herramienta). Al cabo de dos días de instalada la herramienta, se observó en superficie que la presión volvió a la normalidad, es decir, 30 kg/cm².

En el inyector LF-C se tiene previsto instalar esta misma herramienta a mediados de febrero del 2013.

- **Instalación Herramienta Mecánica: LF-B**

El LF-B inició la inyección en feb-2001 teniendo 2 productores asociados (LF-1 y LF-2). Incorporándose en el 2009 el LF-3 (pozo con historia de producción, pero la capa E1 no se había abierto hasta el momento) y en el 2011 el LF-4 (último pozo en perforarse en la malla).

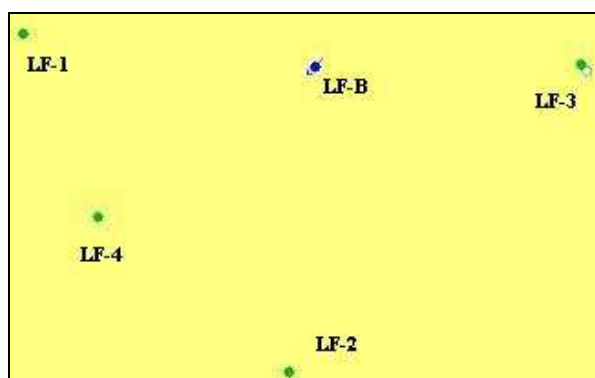


Figura 10: Malla LF-A

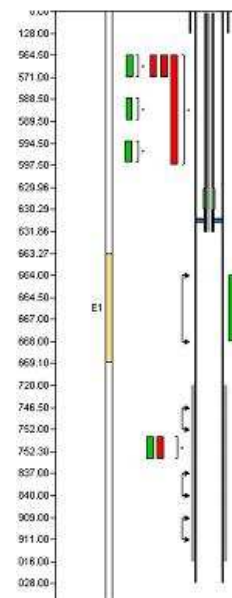


Figura 11: Diseño instalación inyección LF-A

Si bien para bajar la herramienta mecánica no es necesario la intervención con un equipo de PU, como este inyector tiene más capas que la E1 abiertas, se programó una intervención con el equipo de torre para fijar tñ N por debajo de la capa de interés y se utilizó doble packer mecánico para aislar las zonas superiores que no eran de interés.

Una vez desmontado el equipo de PU, montó la compañía de WL para bajar la herramienta. Las maniobras se realizaron sin ningún inconveniente operativo.

Como sucedió con el pozo LF-A, al estar cerrada la inyección durante la intervención de PU y WL, el reservorio se despresurizó y cuando se restableció la inyección la presión en boca de pozo era de 0 kg/cm² en donde la presión previa a la intervención de 1.5 kg/cm² (20 psi). En este caso, le llevó al reservorio 7 días comenzar a presurizarse, alcanzando su presión original (20 psi) a los 14 días de reestablecida la inyección.

- **Programa de Monitoreo**

Con el objeto de determinar si se produce respuesta en los caudales de los pozos productores afectados al Piloto, se implementó un programa de monitoreo acorde a los resultados esperados en los tiempos estimados. Los pozos productores de las mallas involucradas en este desarrollo se controlan al menos 2 veces en el mes, durante los primeros 9 meses.

Las sumergencias de las bombas se controlan con mayor detalle, para corregir rápidamente cualquier variación y mantenerlas en su valor óptimo.

Se realizaron las intervenciones pendientes (WO y/o PU) previo a la instalación de sistema de inyección pulsante en los productores e inyectores de las mallas afectadas al Piloto. Se estabilizaron y controlaron las producciones e inyecciones para alcanzar una curva base de declinación lo mas estable posible, por lo menos un mes antes de la instalación de la herramienta.

Las mediciones de caudal inyectado se realizan en superficie con caudalímetro calibrados. Así como también se registrará la presión en superficie y la temperatura (para los inyectores en donde se instaló la herramienta eléctrica).

Hasta el momento, la producción se mantiene sobre la línea base, sin observar respuesta, manteniéndose estable los niveles de los pozos asociados. En los inyectores intervenidos, se está monitoreando la acumulada de pulsos y la presión en superficie como se muestra en las siguientes tablas:

Día	Acumulada de pulsos	Temperatura Fondo
18/01/2013	1909K	77 °C

Tabla 3: Seguimiento LF-A

Día	Presión boca de pozo [psi]
18/01/2013	280 / 460

Tabla 4: Seguimiento LF-B

En el caso de la herramienta mecánica, la presión observada en boca de pozo es la alcanzada en el momento de cierre, siendo esté su máximo valor, para luego descender a 0 psi cuando la misma se encuentra abierta. Estas son mediciones instantáneas, en donde el ciclo dura 8 segundos aproximadamente, y gracias al acumulador instalado en la cabeza de pozo no repercute en las instalaciones de superficie.

Resultados Esperados

Como se menciona anteriormente dentro de las ventajas del sistema de inyección pulsante, se esperaría un incremento de la producción de petróleo en los productores asociados de hasta un 20% y una merma en la declinación de 6 puntos porcentuales, con un tiempo promedio de respuesta de unos 6 meses.

Se realizó una tendencia declinatoria de las curvas de producción real de los productores afectados al proyecto piloto y se obtuvo un valor de declinación del 18%, esta es la curva del caso base a comparar con la obtenida en el proyecto piloto. A partir de esta curva se obtuvieron las reservas remanentes.

Posteriormente, teniendo en cuenta los valores de incrementales y tiempo de respuesta promedio de 6 meses, se consideró una mejora del 6% y un incremento del 20% en la producción para el caso de inyección pulsante. Por lo tanto, se utilizó una declinación del 12%.

A continuación se presenta los resultados obtenidos del análisis, en producción total y acumulada.



Gráfico 4: Comparación Línea base vs. Producción esperada

Conclusiones

La utilización de esta herramienta apunta a optimizar el desempeño de la inyección de agua, teniendo en cuenta que en este yacimiento se aplicó a un reservorio de una sola capa para facilitar la evaluación de la tecnología.

La última herramienta se bajó en Diciembre de 2012, y el tiempo de respuesta, se estima entre 4 y 12 meses, por lo que todavía no se ha observado incremento de petróleo o cambio en la declinación de los pozos asociados.

Después de un mes de pulsaciones se puede concluir que es fundamental el seguimiento de la evolución tanto de la presión en boca de pozo, de la temperatura de la herramienta, como de los pulsos que emite (en ambos caso se aplica solo para la herramienta eléctrica). Este monitoreo se realiza semanalmente adquiriendo datos en el campo, llevando un registro para determinar variaciones.

Para asegurar el éxito de este tipo de sistemas de incremento de recuperación final de petróleo debemos hacer especial foco en mantener los pozos en el mejor estado extractivo posible de manera de capturar los incrementales de petróleo asociados a esta tecnología.