

Un operador de Bolivia utiliza un sistema ácido de alto desempeño para incrementar la producción de un pozo maduro en un 400%

El ácido orgánico para arcillas OCA y el agente divergente OilSEEKER ayudan a YPFB Andina a remover el daño de la formación y restaurar la producción de hidrocarburos

DESAFÍO

Incrementar y mantener la producción de un yacimiento de petróleo depletado de areniscas no consolidadas, mediante

- la remoción del daño de la formación
- la estabilización de los finos
- y el logro de una profunda penetración del ácido.

SOLUCIÓN

Efectuar un tratamiento de acidificación matricial con el fluido OCA* y el agente divergente OilSEEKER* para incrementar la recuperación final y al mismo tiempo minimizar el riesgo de precipitación, corrosión y migración de finos.

RESULTADOS

Mejora del 400% en la producción de los pozos estimulados con respecto a tratamientos previos de pozos vecinos. Esta mejora se mantuvo a través del tiempo.



El operador deseaba incrementar y mantener la producción de una arenisca madura

YPFB Andina, una de las principales compañías operadoras en Bolivia, realizó diferentes estudios y pruebas para incrementar la producción de petróleo en Bolivia. YPFB Andina escogió el campo Los Penocos (LPS), donde la formación Petaca constituye el principal yacimiento de petróleo.

Este campo ha estado en producción desde 2001 y sus pozos fueron terminados con empaque de grava debido a que el yacimiento está compuesto de areniscas no consolidadas. YPFB Andina ha estado trabajando en la reactivación de este campo maduro y ha explorado los tratamientos matriciales como estrategia de estimulación de la formación Petaca. Se han realizado varios intentos de estimulación en Los Penocos sin resultados positivos debido a que la producción post-tratamiento no se mantenía en el tiempo.

YPFB Andina aplicó un sistema de recuperación asistida

La producción del yacimiento ha sido históricamente inestable con una caída constante a partir del año 2006. En consecuencia, el equipo de ingeniería de producción y de desarrollo de YPFB Andina propuso un sistema de levantamiento artificial por gas con empacadores y válvulas calibradas, utilizando un equipo de línea de acero. El pozo alcanzó una producción de 200 bb/d durante 2 meses y luego se observó una fuerte declinación. Posteriormente, se realizó la limpieza ácida del pozo. La producción se incrementó a los valores iniciales, pero comenzó a declinar después de 1 año (Fig. 1).

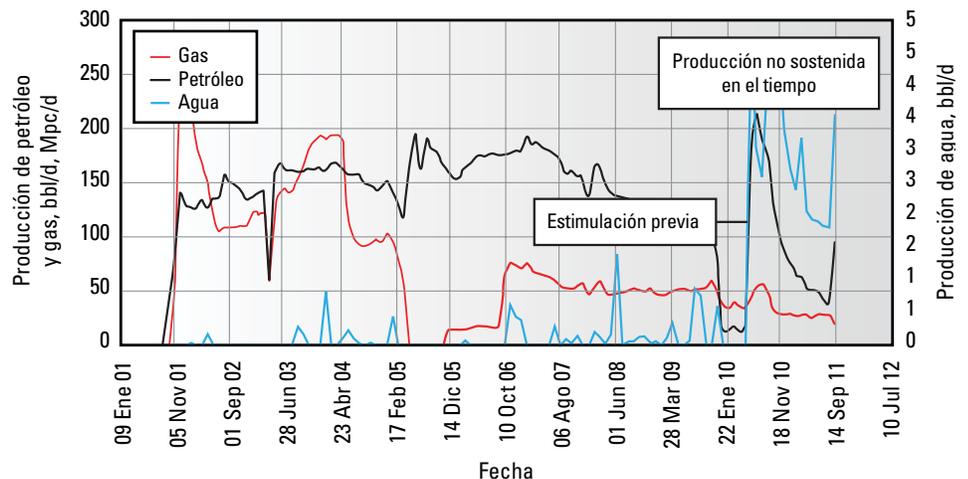


Fig1: Producción antes y después de estimulaciones previas.

CASO DE ESTUDIO: Un operador de Bolivia utiliza un sistema ácido de alto desempeño para incrementar la producción de un pozo maduro en un 400%

Después de un análisis global del historial del pozo, se concluyó que su desempeño se encontraba afectado por la disminución del diámetro de la tubería en los empacadores, causado por la presencia de parafina y finos. Por lo tanto, se decidió reemplazar el sistema de levantamiento artificial por gas por un arreglo con mandriles convencionales de levantamiento artificial por gas, con lo cual se restituyó nuevamente la producción, pero declinó rápidamente.

Schlumberger recomendó el sistema de fluido OCA para estimular la matriz y estabilizar los finos

Debido a los repetidos resultados negativos, se decidió encomendar a Schlumberger un estudio completo de estimulación.

Schlumberger recomendó realizar una limpieza del pozo con un tratamiento ácido matricial, efectuado con tubería flexible y nitrógeno. Basado en el análisis de caracterización del daño de la formación, la propuesta incluyó efectuar un tratamiento principal con CleanSweep*, ácido clorhídrico y el ácido OCA. Debido a la longitud del intervalo, se requirió el agente divergente OilSEEKER. Además, se recomendaron fluidos nitrificados para favorecer la limpieza del pozo luego del tratamiento.

El incremento del 400% de la producción sostenida logrado por YPFB Andina amplió el alcance del proyecto

Los resultados de producción después del tratamiento estuvieron por encima del promedio de los datos históricos. La producción probada después de la estimulación fue de 265 bbl/d (Fig. 2), lo cual representa un crecimiento excepcional; cuatro veces la producción previa al tratamiento del citado pozo. Por otro lado, esta producción se mantuvo en el tiempo durante más de 2 meses luego del tratamiento. Esto no se había logrado antes con tratamientos previos en el mismo pozo.

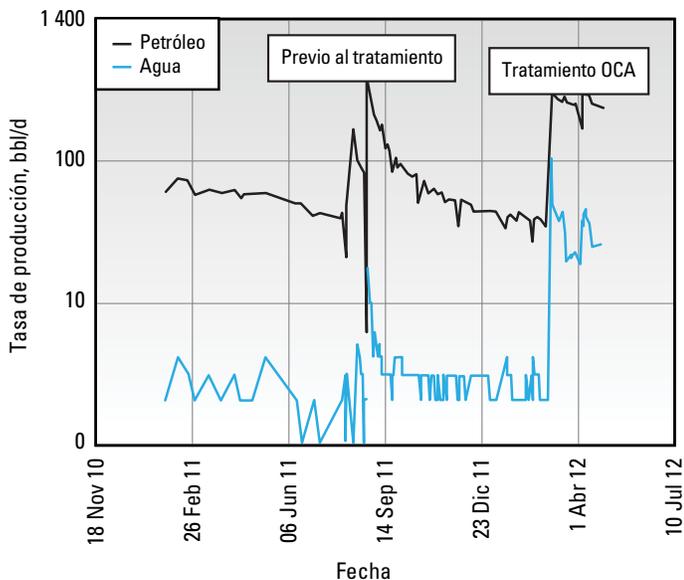


Fig 2: Producción antes y después del tratamiento con el ácido orgánico OCA.

La siguiente tabla muestra las propiedades de la formación Petaca donde se realizó el tratamiento.

Datos Formación Petaca

Parámetro	Valor
Espesor neto	12 m
TVD	1 500–1 700
MD	1 500–1 700
Permeabilidad	10–25 mD
Porosidad	20–23%
Temperatura de fondo	165 °F
Presión de fondo	1 600 psi

En la Fig. 3 se muestra el análisis NODAL* del pozo LPS-X4 realizado en base a los datos provistos por YPFB Andina. El pozo mostró un incremento productivo del 400% respecto de su producción inicial, el cual se mantuvo en el tiempo.

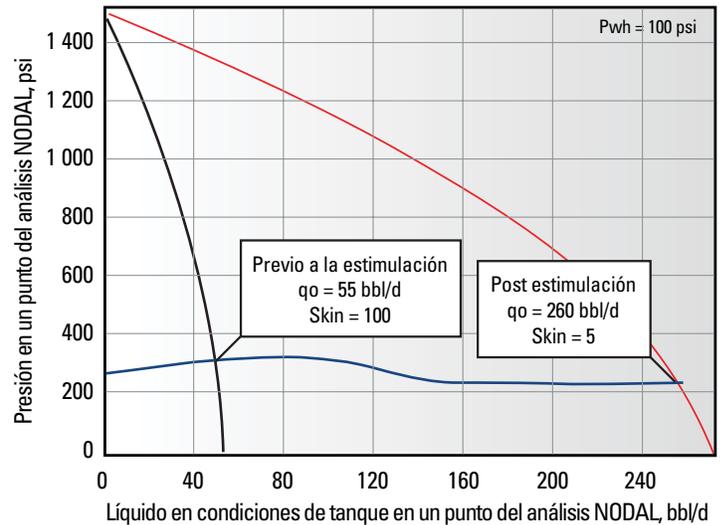


Fig 3: Análisis NODAL del pozo LPS-X4.

www.slb.com/stimulation

Schlumberger