

Incremento de la producción de petróleo sin incrementar el corte de agua en Ecuador

La combinación del sistema ácido de arcilla orgánica con el divergente para tratamientos matriciales OilMAX duplica la producción

DESAFÍO

Incrementar la producción de petróleo en un pozo con un alto corte de agua sin incrementar el corte de agua.

SOLUCIÓN

Utilizar un tratamiento de estimulación matricial que combine el sistema ácido de arcilla orgánica (OCA) con el fluido OilMAX* de divergencia y control de la inyección para maximizar la cobertura zonal y minimizar la producción de agua.

RESULTADOS

Se duplicó la producción. Incremento sostenido de la producción con el mismo corte de agua que el previo al tratamiento.



Estimulación de los intervalos de petróleo sin afectar la zona de agua

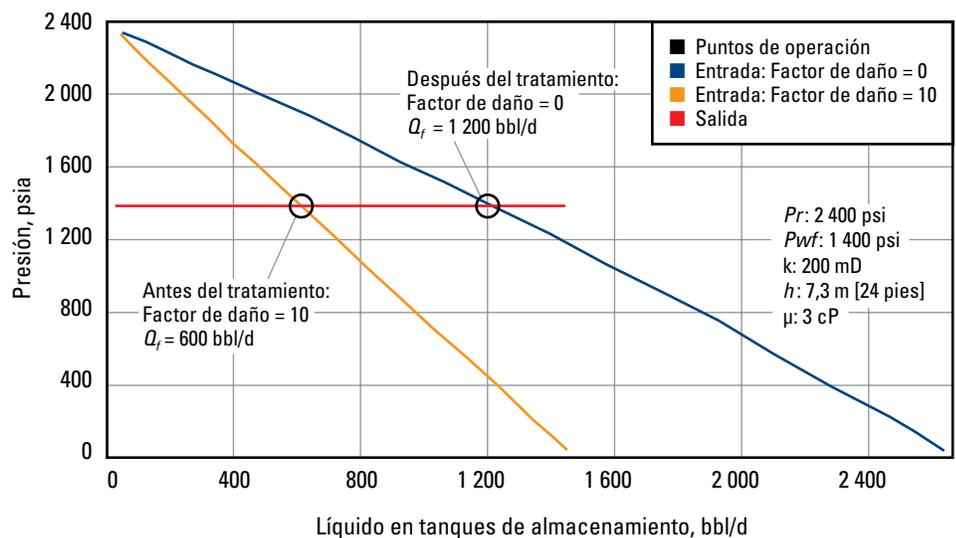
PetroEcuador, la compañía petrolera nacional de Ecuador, produce de la formación de areniscas Napo "U" Inferior en el campo Shushufindi, cuya permeabilidad oscila entre 90 y 300 mD. El soporte de presión proveniente de un acuífero lateral ocasiona un incremento de la producción de agua con el tiempo. En septiembre de 2008, el agua irrumpió en los intervalos de alta permeabilidad de un pozo que producía 500 bbl/d de petróleo, con un corte de agua del 60%.

Luego, la producción de petróleo se redujo hasta alcanzar 200 bbl/d. Esta declinación de la producción fue el resultado de una significativa caída de presión, el comienzo de la producción de agua, y el alto contenido de arcilla —incluida la caolinita— presente en la formación. El mecanismo de daño primario fue identificado como la migración de finos, un problema común en Ecuador. A esto se sumó una emulsión causada por los fluidos de terminación durante una operación de reparación previa.

Una solución adecuada

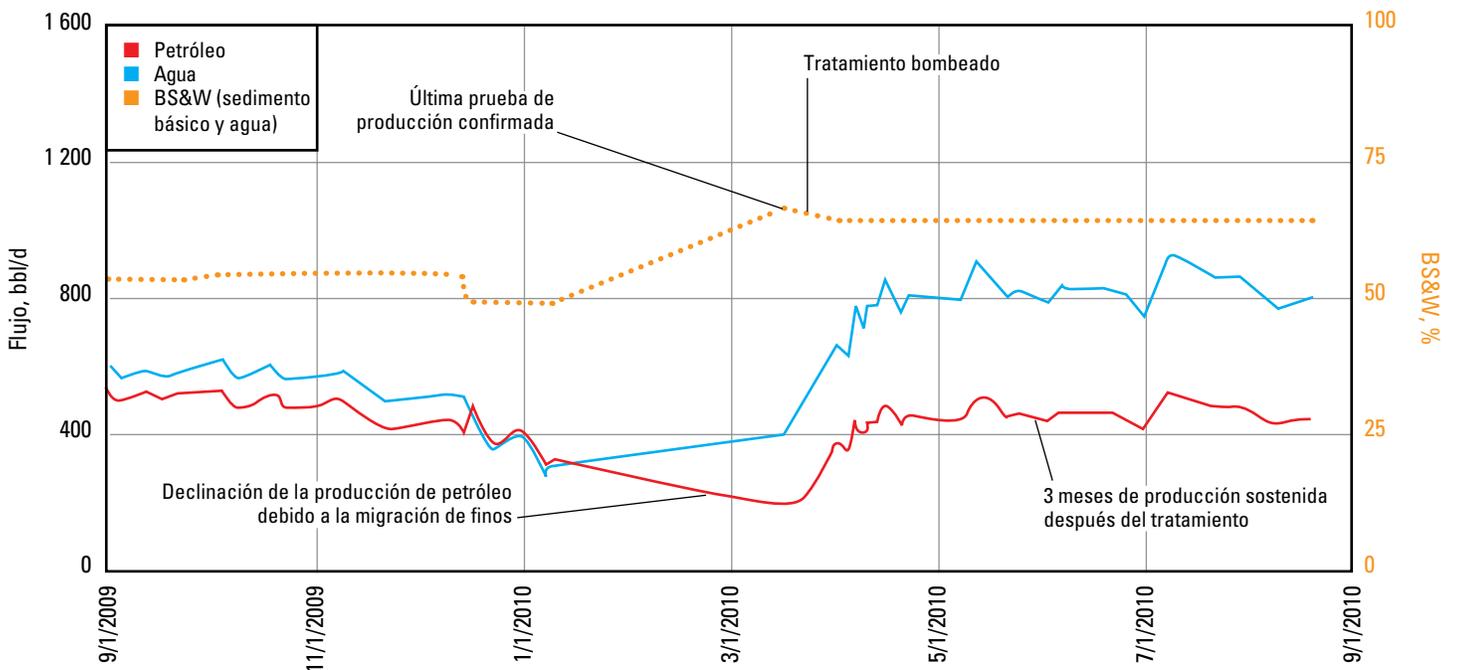
Se requería un tratamiento para remover el daño de los intervalos productores de petróleo y agua "buena" sin estimular el intervalo en el que el agua ya había irrumpido. Schlumberger propuso el siguiente tratamiento:

1. salmuera con solvente mutuo y un desemulsificador para romper la emulsión
2. el tratamiento OilMAX para desviarse de los intervalos con alto corte de agua y las filones de alta permeabilidad
3. un colchón de prelavado de ácido acético y un fluido de tratamiento principal de ácido de arcilla orgánica OCA* LT para remover el daño causado por la migración de finos.



La combinación del sistema ácido de arcilla orgánica con el divergente para tratamientos OilMAX incrementó la producción de fluidos nuevamente hasta alcanzar 1 200 bbl/d y redujo el factor de daño del pozo a cero.

CASO DE ESTUDIO: El sistema ácido de arcilla orgánica junto al divergente para tratamientos matriciales OilMAX duplica la producción



Después del tratamiento, la producción de petróleo se incrementó de 200 a 500 bbl/d y se mantuvo estable durante más de 5 meses, lo que indicó el éxito del tratamiento.

El tratamiento de estimulación con el divergente OilMAX permitió su divergencia hacia los intervalos en los que el agua no había irrumpido. Un modelo de análisis nodal predijo que el pozo exhibía un factor de daño de 10 antes del tratamiento, y este factor de daño se redujo a casi cero después del tratamiento. La producción luego del tratamiento se mantiene estable al cabo de 5 meses sin ningún incremento del corte de agua, lo que indica que el tratamiento de estimulación resultó exitoso para la estabilización de las arcillas y la limitación de la producción de agua.

Logro de un incremento sostenido de la producción

Después del tratamiento, la producción de petróleo se incrementó de 200 a 500 bbl/d sin que se produjeran cambios en el corte de agua. El divergente OilMAX, que dirigió el fluido de estimulación exitosamente lejos de los intervalos con alto corte de agua, permitió que se estimularan con éxito los intervalos productores de petróleo.

www.slb.com/stimulation