

Incremento de la producción de petróleo del 230% y control del corte de agua con un tratamiento de estimulación que utiliza el fluido FracCON

El fluido FracCON mitiga el corte de agua en una zona con una alta saturación de agua, revelando las reservas recuperables de petróleo en el sur de México

DESAFÍO

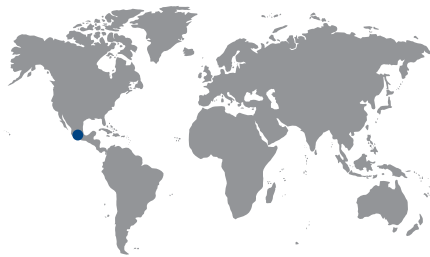
Incrementar la producción de petróleo y alcanzar las reservas recuperables de una formación de areniscas en pozos con un corte de agua promedio del 14%.

SOLUCIÓN

Utilizar el fluido de fracturamiento para el control de la producción de agua FracCON* como colchón precedente para controlar la producción incremental de agua cuando el pozo se pone nuevamente en producción.

RESULTADOS

Se incrementó la producción de petróleo en 230% y a la vez se mantuvo el corte de agua en 23%.



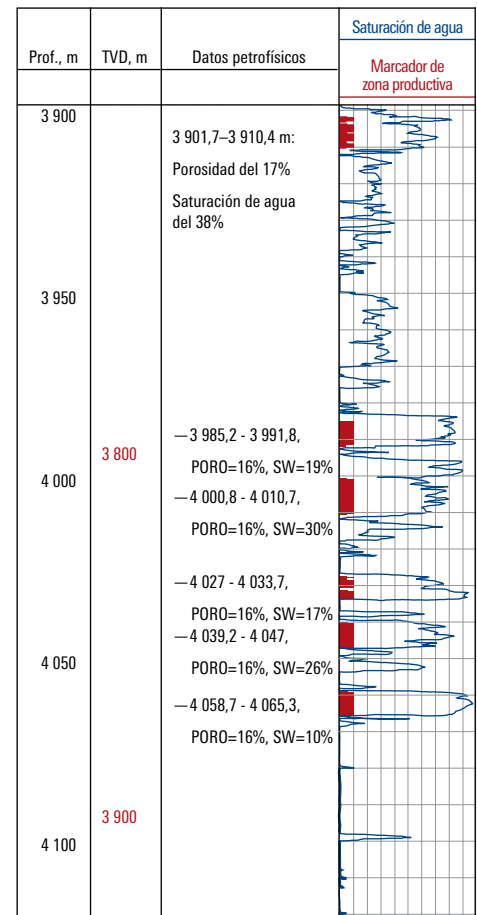
Manejo del alto riesgo que implica la producción de agua en pozos candidatos para tratamientos de fracturamiento hidráulico

Un operador estaba explotando una formación de arenisca de edad Terciario desde hacía más de 60 años. Durante ese período, las operaciones experimentaron sistemáticamente problemas de producción de agua y baja presión de yacimiento. En muchos campos que requieren fracturas hidráulicas, el contacto de agua o una zona con alta saturación de agua cercana a la arena de interés reduce el número de pozos candidatos para los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

La producción del operador provenía de diversos campos de areniscas del sur de México, aptos para los tratamientos de fracturamiento hidráulico, en los que el corte de agua promediaba el 14%. Las evaluaciones petrofísicas normalmente identifican un contacto agua-petróleo neto o una zona con alta saturación de agua cerca del intervalo de interés. El operador deseaba incrementar la frecuencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, en los pozos identificados por la presencia de una zona cercana con alta saturación de agua, y de ese modo incrementar la producción de petróleo y alcanzar las reservas recuperables.

Fracturamiento con el fluido FracCON como colchón precedente para evitar la producción de agua

El fluido FracCON es utilizado con más frecuencia en los pozos en los que existe una alta probabilidad de que el tratamiento de fracturamiento se extienda hacia una zona de agua conocida o cuando el yacimiento posee una saturación de agua superior al 40%.



Evaluación petrofísica del campo de arenisca en el sur de México.

Este fluido combina un modificador de permeabilidad relativa con un polímero a base de goma guar y es un polímero catiónico soluble en salmuera acuosa. El polímero se adsorbe en la roca y reduce su permeabilidad al agua con poco cambio en la permeabilidad al petróleo.

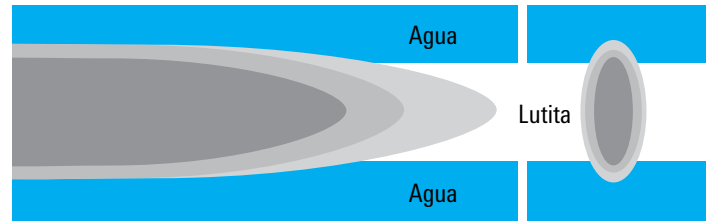
CASO DE ESTUDIO: El fluido FracCON mitiga el corte de agua en una zona con una alta saturación de agua, revelando las reservas recuperables de petróleo

El fluido FracCON es inyectable en yacimientos con una permeabilidad de tan sólo 10 mD debido a su baja viscosidad y al tamaño pequeño del polímero. Es aplicable tanto para petróleos livianos como pesados y se bombea durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico como colchón precedente cuando no se identifica claramente la presencia de un contacto agua-petróleo.

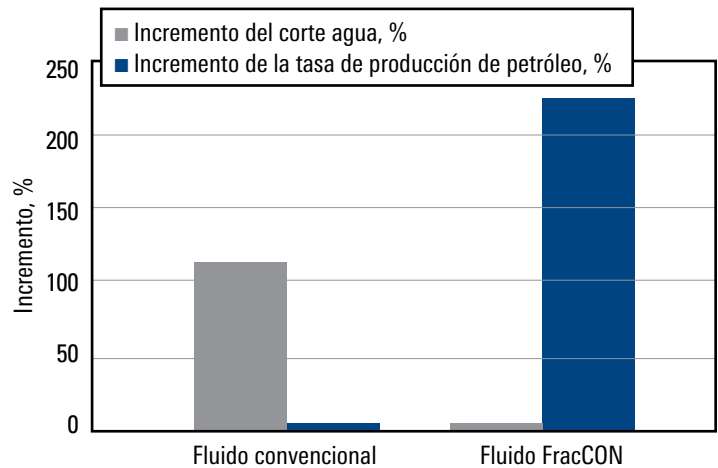
La naturaleza catiónica mejoró las características de adsorción y minimizó la desorción durante el ciclo de producción, prolongando la duración efectiva del tratamiento. Para que el modificador de permeabilidad relativa controlara efectivamente la producción de agua incremental, el polímero se mezcló con el colchón precedente a base de goma guar a fin de asegurar que el fluido de tratamiento ingresara en todas las caras expuestas de la fractura.

Incremento de la producción de petróleo en un 230% y mantenimiento de un corte de agua constante

Después del tratamiento de fracturamiento, el corte de agua se mantuvo en 23% y la tasa de producción de petróleo se incrementó hasta alcanzar un 230% en comparación con los tratamientos de fracturamiento convencionales efectuados en pozos vecinos, que se habían traducido en un incremento del corte de agua superior al 100% con posterioridad al tratamiento. El tiempo de recuperación de la inversión para este proyecto fue de 13,8 días y el operador utilizará el fluido FracCON para otros pozos candidatos con alto riesgo de producción de agua en operaciones futuras.



El mapeo de las propiedades del yacimiento muestra cómo el mecanismo del fluido FracCON, como colchón precedente, reduce la permeabilidad del agua con poco cambio de la permeabilidad del petróleo en las caras de la fractura.



Los tratamientos de fracturamiento que emplean el fluido FracCON como colchón precedente producen un incremento del 230% de la producción de petróleo, en comparación con los tratamientos de fracturamiento convencionales.

slb.com/stimulation