

Control de Agua y Disparos Incrementan la Producción 1,470%

Caso de estudio: Tecnologías OrganoSEAL, SqueezeCRETE reducen el corte de agua a trazas en pozo de Pemex Samaria

Desafío

Incrementar la producción de hidrocarburo y controlar la producción de agua en un yacimiento naturalmente fracturado con acuífero activo y pobre cementación primaria.

Solución

Colocación selectiva de geles reticulados OrganoSEAL* y cemento SqueezeCRETE* para cementación remedial para bloquear las fracturas naturales productoras de agua; disparo de intervalo por encima del obturado.

Resultados

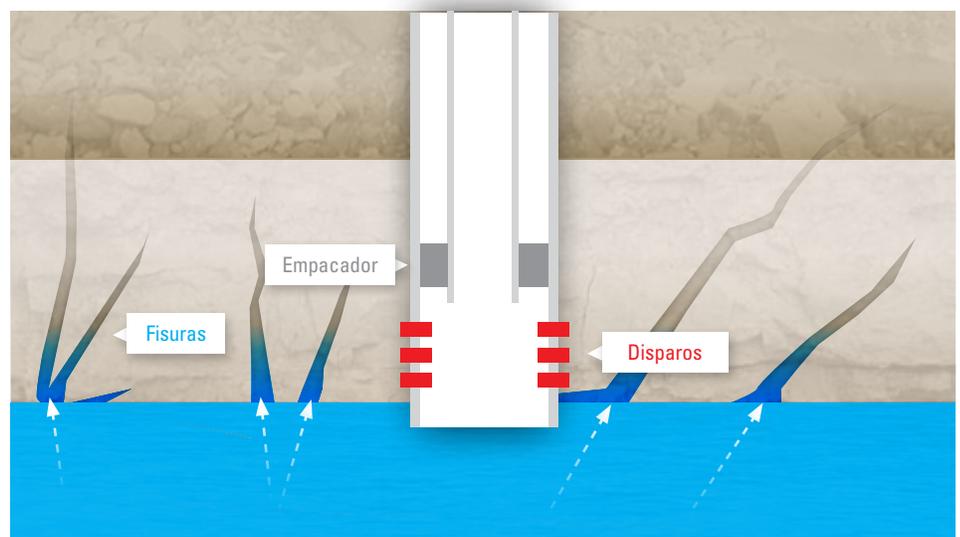
Incremento neto de 1,500 bbl/d de aceite con reducción del corte de agua del 76% a trazas.

Corte de agua en campos maduros

Pemex encontró un problema de avance de agua en un pozo de aceite del campo Samaria en el Complejo Antonio J. Bermúdez. Los desafíos de este campo maduro incluyen pobre cementación primaria, canalización a través de fracturas naturales y avance del contacto agua/aceite (CAA).

En Septiembre de 2009 el corte de agua en el pozo Samaria 2185 incrementó al 80%. Para controlar el corte de agua se realizó un trabajo de exclusión de agua con un sistema selectivo en base a microcemento bombeado de superficie, desafortunadamente el trabajo falló sin obtener resultado. Un registro PLT mostró que el intervalo de 4,203 a 4,235 m continuó fluyendo agua. Después del trabajo el pozo produjo 477 bbl/d bruto, 114 bbl/d neto—un corte de agua de 76%.

En función de este comportamiento se decidió realizar una segunda intervención al pozo para controlar la producción de agua previo a un trabajo de disparos. En esta nueva oportunidad se realizó un detallado análisis determinando que el agua provenía a través de fisuras que comunicaban a una zona ofensora de agua por debajo del intervalo abierto a producción.



CAA avanzando a través de fracturas naturales.

Caso de estudio: Tecnologías OrganoSEAL, SqueezeCRETE reducen el corte de agua a trazas en pozo de Pemex Samaria

Combinación de fluidos con doble propósito

Pemex seleccionó una serie de fluidos de Schlumberger para tratar la zona. La combinación de fluidos sirvió a un doble propósito:

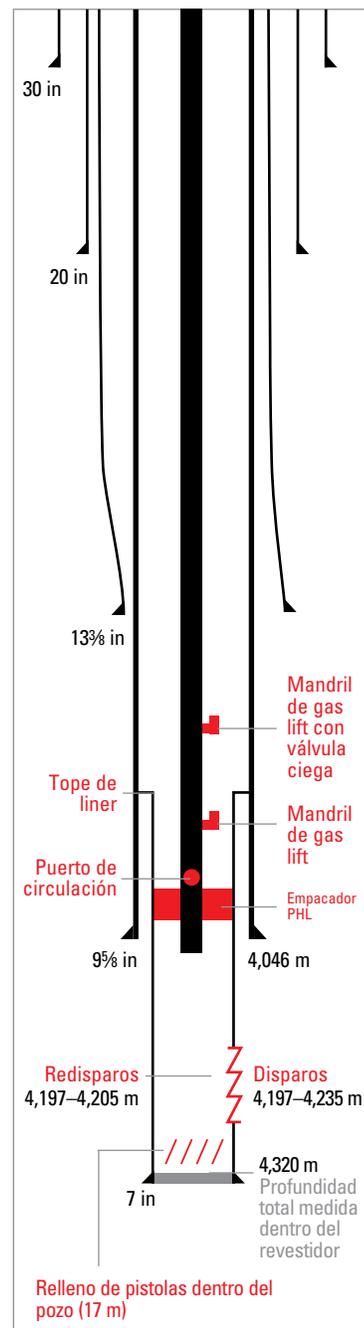
- Conseguir una alta penetración y efectivo bloqueo de las fisuras que aportaban agua
- Permitir la colocación precisa de fluidos para impedir que el agua fluyera hacia el nuevo intervalo a ser perforado

Se emplearon dos diferentes tipos de gel con reticulador orgánico. OrganoSEAL F que proveería la mayor penetración en las fisuras, y OrganoSEAL gel de mayor rigidez que daría mayor resistencia al drawdown aplicado en la proximidad del pozo. El sistema de cemento remedial SqueezeCRETE se seleccionó para sellar los disparos dada su baja viscosidad, densidad y buenas propiedades mecánicas del cemento fraguado. El sistema de fibras avanzado CemNET* se adicionó para sellar las perforaciones y evitar el sobredesplazamiento en la formación dada su alta permeabilidad (130 md) y baja presión(139 kg/cm²).

Gran incremento de aceite, bajo corte de agua

Concluido el bloqueo del intervalo 4,203 a 4,235 m se disparó de 4,125 a 4,155 m, 48 m sobre el intervalo original. El incremento neto de producción de aceite superó los 1,500 bbl/d [239 m³/d] disminuyendo el aporte de agua prácticamente a cero. El pozo arrojó un incremento neto de aceite del 1,470% con solo trazas de agua.

La estimulación que típicamente se realiza a nuevos intervalos no fue necesaria en este caso lo que redujo el tiempo y costo de intervención asociado. La colocación precisa de fluidos bloqueó efectivamente el agua en las fisuras naturales y permitió la producción libre de agua de los disparos adicionales.



Esquemático de pozo.

Producción después del tratamiento	
Bruto	1,685 bbl/d
Neto	1,682 bbl/d
Corte de agua	0.2%

www.slb.com/stimulation

Schlumberger