

# Un operador de la cuenca Williston produce 26% más de petróleo con la técnica de fracturamiento basada en canales de flujo HiWAY

La técnica de fracturamiento hidráulico basada en canales de flujo elimina los arenamientos y a la vez se utiliza un 53% menos de apuntalante y un 15% menos de agua que en los pozos vecinos

## DESAFÍO

Mejorar la producción de petróleo y la eficiencia operacional en la lutita Three Forks que exhibe una propensión al arenamiento.

## SOLUCIÓN

Aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico basada en canales de flujo HiWAY\* para crear canales estables y altamente conductivos en el empaque de apuntalante, incrementando la longitud efectiva de las fracturas.

## RESULTADOS

- Se incrementó la producción acumulada de petróleo un 26% luego de 240 días.
- Se redujo el consumo de apuntalante un 53%.
- Se utilizó un 15% menos de fluido de fracturamiento.
- Se redujo la tasa de arenamiento de 5% a cero.



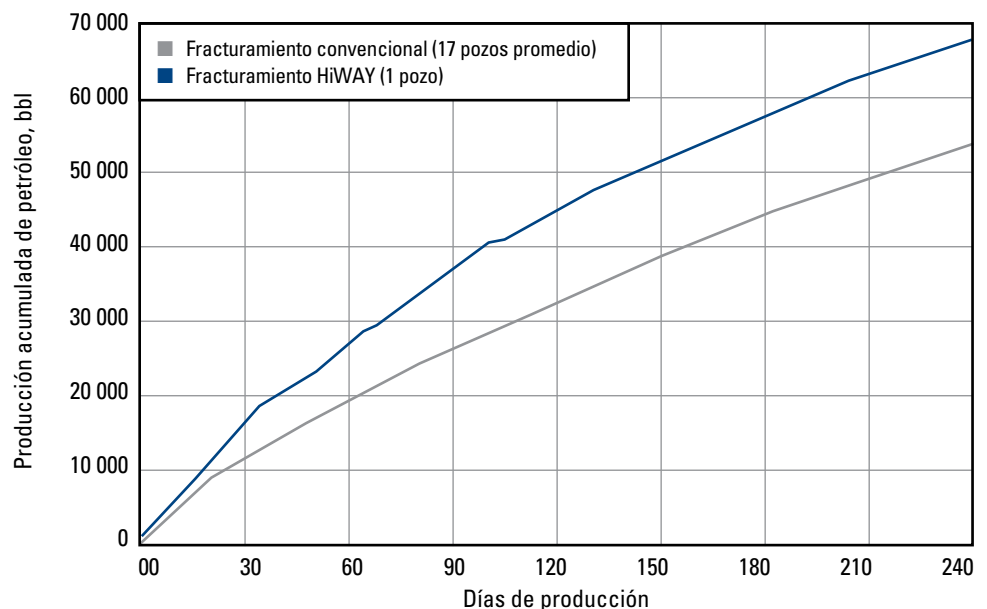
## Un operador necesitaba estimular la producción de petróleo del yacimiento de lutitas Three Forks

Una compañía operadora grande, que trabaja en la lutita Three Forks de la cuenca Williston, deseaba incrementar la producción y reducir al mismo tiempo la frecuencia de los arenamientos. La formación está compuesta por caliza y lutita con las siguientes características:

- 3% a 8% de porosidad
- 0,001 a 0,03 mD
- módulo de Young de 2,7 a 5,4 millones de psi
- temperatura estática de fondo de pozo oscilante entre 220 y 250°F.

## Las propiedades geomecánicas desafiantes producen arenamientos y tiempo no productivo (NPT)

La producción de la lutita Three Forks es influenciada principalmente por la longitud efectiva de las fracturas y la conductividad del empaque de apuntalante. Debido a la complejidad de la geomecánica, los pozos del área exhiben una tendencia a los arenamientos y la terminación prematura de las operaciones. El tiempo de contraflujo imprevisto, debido a las complicaciones generadas por los arenamientos, producía pérdidas de tiempo y de costos.



El pozo estimulado con la técnica de fracturamiento basada en canales de flujo HiWAY exhibió una producción acumulada de petróleo luego de 240 días 26% mayor que la de los pozos vecinos promedio tratados con fluidos y técnicas de fracturamiento convencionales.

## CASO DE ESTUDIO: La técnica de fracturamiento hidráulico basada en canales de flujo HiWAY incrementa la producción un 26% con menos apuntalante y menos agua en la cuenca Williston

Técnica de fracturamiento	Longitud del lateral, pies <sup>†</sup>	Fluido de fracturamiento, bbl <sup>†</sup>	Apuntalante, lbm <sup>†</sup>	Producción acumulada de petróleo luego de 240 días, bbl
Servicio HiWAY (1 pozo)	9 598	21 723	819 220	67 706
Servicio convencional (17 pozos)	9 293	25 665	1 745 167	53 748
Diferencia	+3,3%	-15%	-53%	+26%

<sup>†</sup>Datos de terminación de pozos promedio por pozo

Para evitar los arenamientos, el operador trató de reducir los diseños de las operaciones en la punta del pozo e implementar diseños más agresivos en el talón, pero ese método sacrificaba la producción proveniente de las primeras etapas. El operador se asoció con Schlumberger para aplicar la técnica de fracturamiento basada en canales de flujo HiWAY en un pozo piloto.

### Los fluidos de fracturamiento diseñados mejoraron la estabilidad y el emplazamiento del apuntalante

El operador deseaba utilizar un fluido reticulado a base de circonato para reducir el daño producido por el gel en el empaque de apuntalante y mejorar el emplazamiento de este último. A fin de satisfacer este requerimiento, Schlumberger recomendó el fluido reticulado dual ThermaFRAC\*.

### La tecnología de fracturamiento basada en canales de flujo incrementó la producción de petróleo un 26% con menos de la mitad de apuntalante

En total, Schlumberger estimuló 27 etapas con el servicio HiWAY. El operador comparó los resultados con 17 pozos vecinos que mostraban similitud en lo relativo al número de etapas, las características de los yacimientos y las longitudes de los tramos laterales.

Durante los primeros 240 días de producción, el pozo tratado con la técnica HiWAY produjo 67 706 bbl de petróleo; un 26% más que los pozos tratados con tratamientos convencionales. Más aún, estos resultados se obtuvieron con un 53% menos de apuntalante y un 15% menos de agua que en los pozos vecinos. El operador evitó el transporte de más de 900 000 lb de apuntalante y 3 900 bbl de agua, eliminando más de 44 viajes de ida y vuelta a la localización del pozo.

### El operador eliminó los arenamientos

Mientras que los pozos vecinos promediaban uno o más arenamientos por pozo, la operación HiWAY, consistente en 27 etapas, fue bombeada sin que se produjera un solo episodio de arenamiento. Esto redujo los costos de remediación asociados con la limpieza del pozo con tubería flexible y la cantidad de tiempo necesario para refluir el pozo.

Como resultado del éxito de esta prueba de campo, el operador expandió el estudio de campo y tiene previsto utilizar la tecnología HiWAY en los pozos futuros.

[www.slb.com/HiWAY](http://www.slb.com/HiWAY)

**Schlumberger**