Schlumberger

El software de diseño Mangrove incrementa un 25% el volumen estimulado total en la lutita Marcellus

Los diseños técnicos de terminación de pozos ayudan a Seneca Resources a incrementar las tasas iniciales de flujo un 35% y a la vez reducen las presiones de tratamiento y ahorran tiempo

DESAFÍO

Mejorar la cobertura de las fracturas hidráulicas —y las tasas de producción— de los pozos horizontales heterogéneos en los que los tratamientos de estimulación tienden a fluir hacia las zonas de menor esfuerzo.

SOLUCIÓN

Utilizar las mediciones de la herramienta de control de saturación del yacimiento RST* y de la herramienta Sonic Scanner* para pozo entubado, transportadas dentro del tramo lateral con tractores, junto con el software de diseño centrado en un yacimiento Mangrove* para diseñar las posiciones de los disparos y ayudar a distribuir los tratamientos de estimulación en forma más uniforme.

RESULTADOS

Se obtuvo un volumen estimulado 25% más grande y tasas de flujo iniciales de gas 35% más altas que en el pozo vecino con los posicionamientos geométricos de los grupos de disparos.

Seneca Resources necesitaba maximizar el contacto con el yacimiento en pozos heterogéneos

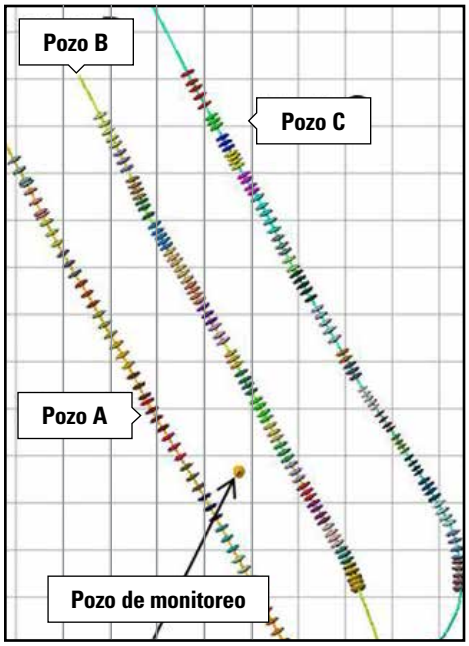
La lutita Marcellus está compuesta por muchas laminaciones delgadas, cada una de las cuales exhibe sus propias propiedades mecánicas. A medida que un tramo lateral atraviesa estas laminaciones, aparece en el pozo una considerable heterogeneidad lateral. Por este motivo, la producción exhibe una variabilidad significativa entre pozos aparentemente idénticos. Esta heterogeneidad observada también contribuye a generar problemas de terminación, tales como incremento de las tasas de arenamiento, altas presiones de tratamiento y tiempos de bombeo extendidos. A fin de mitigar algunos de estos desafíos, Seneca Resources se asoció con Schlumberger para la ejecución de una prueba conceptual de tres pozos que compara una metodología de terminación específicamente diseñada con el enfoque convencional.

Los ingenieros proporcionaron diseños de terminación de pozos personalizados en menos de una hora

Para el pozo A se utilizó un espaciamiento geométrico de los disparos, en tanto que para los pozos B y C se utilizaron diseños técnicos. Por cuestiones de consistencia, los tres pozos fueron:

- perforados desde la misma localización de pozos múltiples
- perforados en la misma dirección
- perforados con longitudes laterales similares
- posicionados en la misma zona objetivo
- separados por una distancia de aproximadamente 250 m uno respecto de otro.

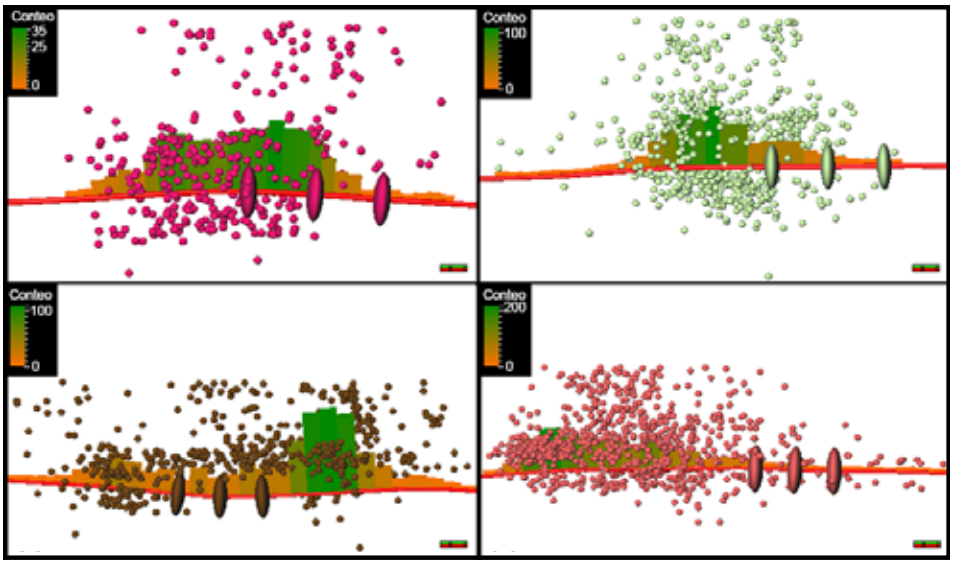
Schlumberger bajó las herramientas de mediciones de saturación del yacimiento RST y la de barrido acústico Sonic Scanner con cable para ayudar a determinar la litología y los esfuerzos presentes a lo largo de los tramos laterales. El software Mangrove permitió a los ingenieros analizar los datos y desarrollar estrategias de terminación de pozos optimizadas para los pozos B y C en menos de una hora. Los tres pozos fueron estimulados simultáneamente, utilizando el método de fracturamiento “tipo cierre,” que alterna las etapas entre los pozos. Mientras un pozo se sometía a fracturamiento, un segundo equipo de trabajo ejecutaba operaciones de taponamiento y disparo en el siguiente.



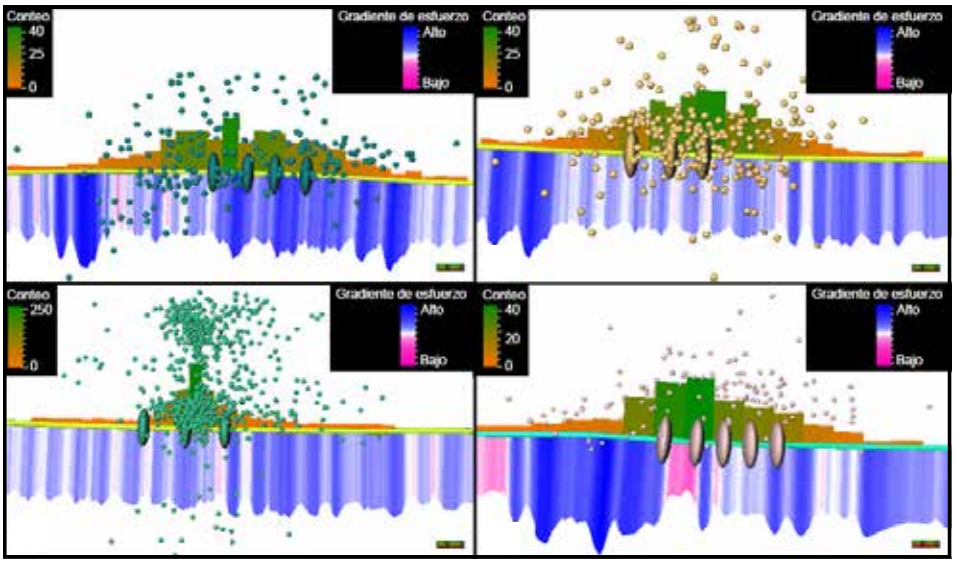
La vista en planta de los pozos objetivo muestra los grupos de disparos (representados en colores por etapa) a lo largo del tramo lateral. El pozo A posee grupos de disparos geométricos, en tanto que los diseños de las terminaciones de los pozos B y C son diseños técnicos.

Pozo	Método de terminación	Presión de fracturamiento promedio, psi	Presión de tratamiento promedio, psi	Tasa de tratamiento promedio, bbl/min	Apuntalante emplazado vs. Diseño
A	Geométrico	5 572	7 277	69,7	68%
B y C	Técnico	5 160	7 095	81,1	83%
Diferencia		93%	97%	116%	122%

Pozo A



Pozo B



Los datos StimMAP LIVE del pozo A y el pozo B muestran una vista lateral de los eventos microsísmicos en relación con el emplazamiento de los disparos. Los histogramas muestran la densidad de los eventos microsísmicos en varias etapas a lo largo del tramo lateral. Los datos indican muchos grupos estimulados en forma deficiente en el pozo A y una cobertura mucho más uniforme a lo largo del tramo lateral del pozo B.

El operador incrementó un 25% el volumen estimulado y un 35% las tasas iniciales de flujo de retorno de gas

El servicio de monitoreo microsísmico en tiempo real StimMAP LIVE* demostró que aproximadamente un 35% de los grupos de disparos en el tramo lateral del pozo A experimentó de escasa a nula actividad microsísmica. Por el contrario, sólo un 20% de los grupos de disparos de los pozos B y C exhibió un escaso o nulo evento microsísmico. Considerado sobre una base "por metro," el pozo B, que se encontraba a aproximadamente la misma distancia del pozo de monitoreo que el pozo A, mostró un volumen estimulado 25% mayor.

Las tasas iniciales de contraflujo de gas de los pozos B y C fueron respectivamente 33% y 40% más altas que la tasa del pozo A con un estrangulador de 5/8 pulgadas. Por otra parte, Seneca Resources observó presiones de tratamiento más bajas con tasas de bombeo más altas, lo que se tradujo en un menor riesgo operacional. En consecuencia, Seneca Resources continuó utilizando los datos microsísmicos para evaluar los tratamientos y obtuvo mediciones laterales en pozos adicionales para producir diseños de terminaciones técnicos con el software Mangrove.

www.slb.com/Mangrove

*Marca de Schlumberger
Los nombres de otras compañías, productos y servicios son propiedad de sus respectivos titulares.
Copyright c 2012 Schlumberger. Todos los derechos reservados. 12-ST-0105-esp

Schlumberger