

## **Evaluación prolongada de una capa estimulada mediante “Channel Fracturing” evidencia aumento de producción (Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina)**

**Autores: Damián Perea, Darío Benitez, Fernando Bruna y Martin Lederhos.**

**Filiación y Mail:** Sipetrol Argentina y Schlumberger. Damian.Perea@enapsipetrol.com.ar, Dario.Benitez@enapsipetrol.com.ar, MLederhos@slb.com

### **Texto:**

El objetivo de este trabajo es describir la productividad obtenida mediante el uso de la técnica de Channel Fracturing en un reservorio convencional caracterizado por su complejidad estratigráfica, cuerpos de areniscas aisladas, de escaso espesor, bajo volumen, geometría lenticular y moderada calidad de roca reservorio.

Channel Fracturing (Gillard et al, 2010) comenzó a usarse en Argentina en 2011-2013, tanto en pozos convencionales y no convencionales. Proporcionó beneficios significativos en los costos y en la logística durante el período inicial de desarrollo de Vaca Muerta debido a la reducción en el agente de sostén y el líquido requerido por el método.

Esta técnica genera una red de canales abiertos dentro del paquete de agente de sostén, proporcionando caminos altamente conductores para recuperar fluido de fracturación residual y posteriormente producir hidrocarburos. La mejora de la productividad de los pozos en no convencional se muestra en el paper de la SPE Completion of the Eagle Ford Formation with Heterogeneous Proppant Placement (SPE149390).

El caso de estudio corresponde al área Pampa del Castillo- La Guitarra , operada desde 2001 por EnapSipetrol Argentina S.A. , ubicada en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (Chubut-Argentina) a 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia

Se realizó una comparación de la productividad, de un mismo nivel, en pozos fracturados tanto por Channel fracturing, como fractura convencional y sin fracturar. Se realizaron modelos de simulación de fracturas y se compararon los resultados producto de la utilización de las dos técnicas. Dicha comparación muestra que la estimulación de Channel Fracturing proporciona mayor superficie conectada. A pesar de la reducción del agente de sostén en un 40 a 50%, cuando se utiliza Channel Fracturing, el monitoreo de la producción indica una disminución de la tasa de declinación del líquido comparada con las fracturas hidráulicas convencionales.

A partir de los resultados obtenidos se comenzó a utilizar esta técnica en otros pozos (alrededor de 20) del yacimiento con resultados satisfactorios en el incremento de producción.