

EXPLORACION Y DESARROLLO DE PETROLEO VOLATIL Y GAS DE LAS ARENISCAS TERCIARIAS EN EL YACIMIENTO ESTANCIA AGUA FRESCA - ZONA DE QUIEBRE DE PLATAFORMA, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA

Christian Rojas⁽¹⁾, Mariano Bruzzon⁽²⁾

⁽¹⁾CGC, Christian_rojas@cgc.com.ar

⁽²⁾CGC, mariano_bruzzon@cgc.com.ar

En el año 2002 la sociedad Petrobras Argentina SA y CGC SA considera que la Fm. Magallanes esta poco explorada en la región del quiebre de Plataforma de la Cuenca Austral. De tal forma en el año 2003 se realiza una inversión en Exploración a través de la figura de *Farm-Out* por la que se constituye la UTE Santa Cruz I Oeste. Como parte del compromiso de inversión se registraron 174 Km² de Sísmica 3D correspondiente al bloque actual Estancia Agua Fresca, teniendo como objetivo principal las areniscas basales de la Fm. Magallanes Inferior.

En el año 2004, una vez procesada e interpretada la sísmica 3D, se propuso la perforación del pozo EaAF.x-1. El sondeo alcanzó una profundidad final de 1600 mbbp ubicado en un máximo estructural limitado por bordes erosivos. El pozo resultó descubridor de un yacimiento de petróleo liviano (62° API), alojado en areniscas marinas de edad Maastrichtiana, a una profundidad de 1400 mbbp. Las porosidades promedio del reservorio son de 26 % y permeabilidades del orden de 200-400 mD. La presión de formación responde a un gradiente normal para esta profundidad (126 kg/cm²).

Después de 10 años de producción y más de 45 pozos perforados el campo tiene una producción acumulada de 1.2 MMm³ de petróleo (Factor de recobro: 30%) y 307 MMm³ de gas (Factor de recobro: 31%). Actualmente, el campo produce alrededor de 500 m³/d de petróleo, 400 Mm³/d de gas y 1800 m³/d de agua de formación siendo hoy el yacimiento activo de petróleo más importante de la Cuenca Austral en la Fm. Magallanes.

Si bien la mayoría de los pozos se encuentran ubicados en áreas donde se identificaron anomalías de amplitud sísmica, en los últimos años el límite NE del campo se ha extendido más allá de la zona de anomalía, donde se perforaron pozos que actualmente producen petróleo sin agua. Creemos que tanto el modelo de entrapamiento (combinado con truncación de capas hacia el NE), la recuperación de las presiones por inyección de agua llevada a cabo en estos años y la posición del contacto agua-petróleo actual en zonas de alta productividad son elementos claves a la hora de planificar el desarrollo futuro de este yacimiento.