

# OPTIMIZACIÓN DE COMPLETACIONES DE POZO DE YACIMIENTOS MADUROS UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA ECFRAC

H. Sanchez, G. Romera, W. Morris, J. Robles y H. Peacock  
San Antonio Internacional, Neuquen, Argentina  
wmorris@sanantoniointernacional.com

## Sinopsis

El equipo compacto de fractura (**ECFrac**) es una unidad versátil e integrada utilizada para completaciones de pozos. Además de realizar múltiples tratamientos de estimulación (fracturas y ácidos) en forma selectiva y de una sola carrera, con la asistencia de un equipo de Wireline, permite efectuar operaciones de perfilaje, punzados y ensayos de pozo. Las operaciones de estimulación hidráulica pueden ser realizadas en tres modalidades: a través de tubing de 2 7/8" o 3 1/2", a través de casing de 5 1/2" o 7" y a través del CT de 2 7/8" montado en la unidad. Para las fracturas por CT utiliza herramientas de tapón y packer especialmente diseñadas. La utilización del CT para la ubicación y fijación de estas herramientas permite reducir en forma apreciable el tiempo de maniobras. Por su parte, la torre de izaje del equipo y el CT se utilizan para realizar el montaje de la instalación final del pozo.

En este trabajo se presenta la experiencia obtenida al intervenir más de 60 pozos con esta tecnología. En la mayoría de los casos, se realizaron estimulaciones múltiples (fracturas y ácidos) en una sola carrera. Las fracturas realizadas fueron con geles de baja carga polimérica, concentraciones de arena entre 2 a 12#/gal y caudales entre 12 y 14 bpm. Las presiones promedio alcanzadas fueron de 3300 psi.

Además de lograr una significativa reducción de tiempos, las operaciones con ECFrac involucran condiciones más seguras de trabajo ya que se evitan las maniobras de enrosque y desenrosque de cañerías. En caso de arenamiento, se procede a lavar directamente con el CT del equipo.

En base a la experiencia obtenida, se recomienda el uso de la tecnología ECFrac en yacimientos maduros donde no se requieran ensayos previos para definir el programa de estimulación del pozo. La diferencia entre un pozo tipo completado con y sin ensayo es mayor a los dos días.

## Introducción

La utilización de la tecnología de Coiles Tubing (CT) para agilizar las operaciones de terminación de pozos se ha extendido a nivel mundial, permitido la ejecución de diversos trabajos como fracturas hidráulicas múltiples y tratamientos de bombeo ácido en tiempos significativamente menores a los requeridos utilizando equipos convencionales (1- 4).

La necesidad de perforar y poner en producción pozos productores e inyectores en yacimientos desarrollados en forma rápida y económicamente viable ha fomentado la adaptación de equipos versátiles de perforación con Coiled Tubing para realizar trabajos de terminación y completación de pozos, sin la necesidad de disponer de equipos de perforación o de workover.

En el año 2002 SAI incorporó 2 equipos de Coiled Tubing Drilling (CTD) diseñados originalmente para perforar pozos de hasta 1200 m de profundidad en forma rápida y ágil. Estos equipos han operado en distintos yacimientos de la Cuenca Neuquina y del Golfo San Jorge.

Ante la iniciativa de la compañía de incrementar las prestaciones de estos equipos, se analizaron diversas modificaciones de diseño tendientes a permitir la ejecución de trabajos de bombeo en operaciones de completación de pozos.

De esta manera, en el año 2005 se efectuaron mejoras en los CTD, como la modificación del eje del carretel de CT, la implementación de celdas de carga para el registro de peso en la torre y la adaptación de un software de monitoreo y control del equipo. Este software no solo permite monitorear las principales variables de servicio (presión de bombeo, caudal y peso), sino que permite visualizar el posicionamiento de las herramientas de sello en las zonas de punzados a intervenir. De esta manera surgió el Equipo Compacto de Fractura (ECFrac).

El **ECFrac** es una unidad integrada con la cual se realizan tratamientos de estimulación a través del Coiled Tubing (CT) además de la completación del pozo.

Permite realizar múltiples tratamientos de estimulación (fracturas hidráulicas y ácidos) en forma selectiva y en una sola carrera, disminuyendo los tiempos operativos y poniendo al pozo rápidamente en producción o

inyección según el caso. En este trabajo se describen los principales componentes del equipo y se presenta la experiencia obtenida al intervenir más de 60 pozos con esta tecnología.

### **Componentes y especificaciones técnicas**

El equipo ECFrac cuenta con un Coiled Tubing tipo QT-700 de 2 7/8" de diámetro OD y 2.499" ID. Si bien el largo del CT normalmente utilizado es de 1280 m, se encuentran disponibles CT de 27/8" de hasta 1600 m. La vida útil del CT, establecida por el fabricante, es de 60 ciclos. En la figura 1 se observa el carretel de CT montado en el equipo.



Figura 1. Carretel de CT 2 7/8" montado en el equipo ECFrac.

El mástil del equipo tiene una capacidad de carga de 100.000 lbs (45500 kg) con una capacidad de pulling de 80.000 lbs (36300 kg). La altura del mástil es de 19 m, en el esta ubicada la rueda inyectora cuya máxima capacidad de tiro es de 62.000 lbs (28200 kg). En la figura 2 se muestra una fotografía del mástil del equipo donde puede observarse la rueda inyectora del CT 2 7/8".



Figura 2. Mástil del equipo donde se observa la cabeza inyectora.

La fuerza motriz del equipo esta compuesta por un motor Diesel serie 40 de 250 HP. La potencia hidráulica es producida por tres bombas. El equipo cuenta con un trailer usina que genera 344 KVA (413 KW) de corriente alterna, la cual esta propulsada con un motor serie 60 de 415 HHP. En la figura 3 se muestra el trailer usina del equipo.



Figura 3. Trailer usina del equipo ECFrac. Potencia disponible de 413 KW .

El Choke manifold del equipo cuenta con 3 válvulas de 3", 1 válvula de retención y línea de 2" para flowback. Cuenta con 3 ramales de 2", una para manifold de 2" - 6000 psi y los otros dos para la descarga del fluido post-fractura.

El manifold cuenta con dos cajas porta orificios que permiten efectuar ensayos continuos pos-fractura de la capa estimulada luego de realizar el cierre forzado. Los orificios se intercalan en forma creciente variando sus diámetros a partir de 2, 4, 6, 8 y 10 mm. En la figura 4 se observa el Choke manifold del equipo.



Figura 4. Choke manifold del equipo con dos cajas porta orificio para ensayos pos-fractura.

El equipo cuenta con un separador de gas y un contenedor de 7000 litros. Este contenedor es utilizado para decantar los sólidos provenientes del flowback.. Los fluidos del pozo son conducidos por rebalse a la pileta de ensayo.

La pileta de ensayo tiene una capacidad de 40 m<sup>3</sup> dividida en dos compartimentos: de 10 y 30 m<sup>3</sup>. El compartimento más pequeño se utiliza como pileta decantadora, posee golpeador mecánico y dispositivo para medir H<sub>2</sub>S. El compartimento de 30 m<sup>3</sup> se utiliza para la recuperación de líquidos, preparación de agua + KCl, gel para el lavado de arena y limpieza final del pozo.

Además cuenta con un tanque de espumígeno para control de incendio, un tanque recuperador de fluidos, medidor de aportes de líquido y separador para controlar gas y flowback a través del CT. En la figura 5 se observa la pileta de ensayo del equipo.



Figura 5. Pileta de ensayo del equipo ECFrac.

Se utiliza un spool con tres entradas: una entrada de 3" utilizada para línea de fractura, cuando estas son realizadas en la modalidad ECLess y dos entradas de 2", para el bombeo por anular y para el flowback al realizar estimulaciones con ECFrac. Cuenta con una BOP doble cuerpo de 7 1/16" para 5000 psi. En la figura 6 se muestra el spool y BOP del equipo.



Figura 6. Spool y BOP doble cuerpo de 7 1/16" para 5000 psi.

El skid bombeador cuenta con una bomba Triplex de alta presión, armada con pistones 4 ½" (3 bpm @1000 psi). Dispone de dos centrifugas, una de 4"(succión) y otra de 3"(descarga) para preparar gel y sobrealimentar la bomba principal.

Cuenta además con compresor para aire comprimido, tanques de gas-oil y agua. La cabina de operaciones utiliza un sistema de comandos por control remoto y sistema de registros de las principales variables de operación (presión, caudal, peso, profundidad, etc). En la figura 7 se presenta una vista del interior de la cabina de operaciones del equipo.



Figura 7. Vista del interior de la cabina de operaciones del equipo.

El sistema de adquisición de datos se soporta en dos programas que operan en tiempo real. El monitoreo de la operación se realiza con el programa FIELDPRO. El monitoreo de las solicitaciones mecánicas del CT se realiza con el programa ECFrac de OLRA mediante la visualización continua de la elipse de Von Mises. La transmisión de datos se realiza en forma inalámbrica. En la figura 8 se observa una imagen el registro de la elipse de Von Mises utilizada para establecer el estado de tensiones en el CT 2 7/8".

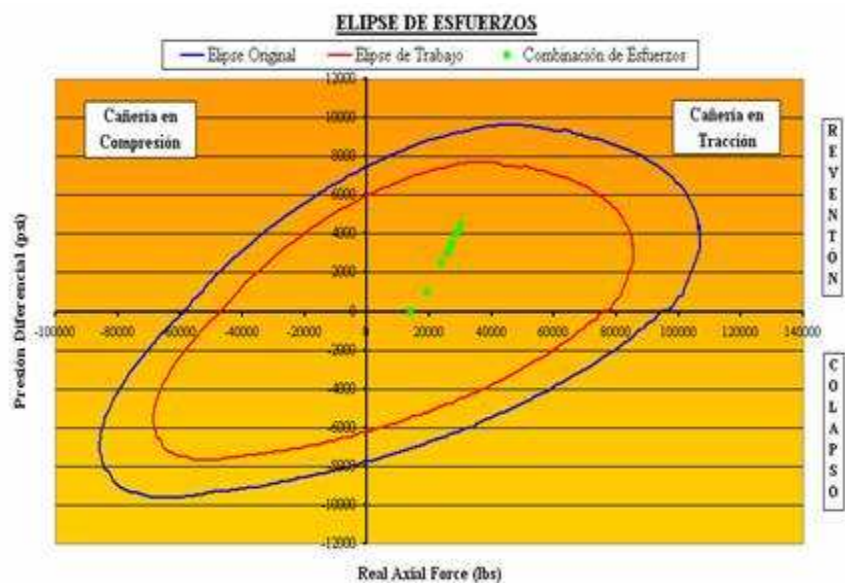


Figura 8. Imagen el registro de la elipse de Von Mises utilizada para monitorear en forma continua el estado de tensiones en el CT 2 7/8".

## Operaciones posibles

Las tres operaciones principales que se realizan con este equipo son:

- Perfilaje, punzados y ensayos, con asistencia de equipo de Wireline.
- Estimulación hidráulica en tres versiones, a través de tubing de 2 7/8" – 3 1/2", a través de casing de 5 1/2" – 7" o a través del CT de 2 7/8".
- Instalación final combinando las prestaciones del Coiled Tubing y la torre de izaje del equipo.

Para las fracturas por Coiled Tubing 2 7/8" del equipo se utiliza como herramienta aislante un tapón (TPR-2) y packer (TKR-3) especialmente diseñados para esta operación. En la figura 9 se muestran las herramientas utilizadas tanto para las operaciones de fractura hidráulica como de estimulación ácida.

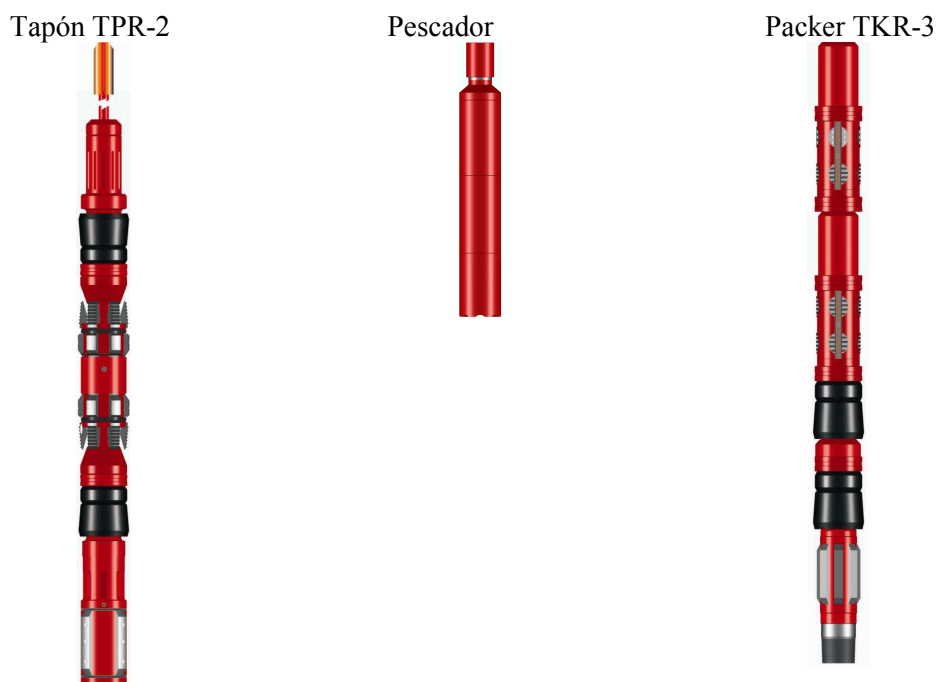


Figura 9. Herramientas de tapon-packer y pescador utilizadas para las operaciones de fractura hidráulica y estimulación ácida con el CT de 2 7/8".

La utilización de cañería continua permite reducir el tiempo de maniobras para la ubicación de la herramienta como así también mayor seguridad del personal al no haber maniobras enrosque y desenrosque de cañerías.

En caso de arenamiento, se procede a lavar directamente con el CT del equipo. Por su parte, la torre de izaje del equipo y el CT se utilizan para realizar el montaje de la instalación final del pozo.

En la mayoría de los casos, se realizaron estimulaciones múltiples (fracturas y ácidos) en una sola carrera. Las fracturas realizadas fueron con geles de baja carga polimérica, concentraciones de arena entre 1 a 10#/gal, caudales entre 12 y 14 bpm, 250 bolsas promedio de arena Unimin 12/20 por etapa y con presiones próximas a 3000 psi.

Si bien la longitud del CT permite realizar operaciones hasta profundidades de 1100 metros, esta puede extenderse mediante la incorporación de tubing en la punta (+/- 200 mts) manteniendo un diámetro externo de 2 7/8" (ID 2.495").

Además de lograr una significativa reducción del tiempo promedio de terminación y completación del pozo, las operaciones con ECFrac involucran condiciones más seguras de trabajo.

**Terminación de pozo tipo.** En la tabla 1 se presentan los tiempos promedios requeridos para realizar las maniobras para distintas operaciones en un pozo tipo que involucra la estimulación de tres zonas a distintas profundidades.

**Tabla 1.** Tiempos promedios requeridos para realizar las maniobras para distintas operaciones en un pozo tipo

| Operación                                  | Etapas de la maniobra                                                                                                                                                             | Tiempo (horas) |
|--------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <b>Montaje</b>                             | Montaje de equipo e inspección                                                                                                                                                    | <b>12</b>      |
| <b>Perfilaje y punzados</b>                | Monta equipo de Wireline<br>Baja canasta calibradora y corre perfil CBL-VDL-CCL-GR<br>Punza la Zona N°1, N°2 y N°3 con cañones 4" de 32 gr, 4 tpp.<br>Desmonta equipo de punzados | <b>20</b>      |
| <b>Operación de estimulación (3 zonas)</b> | Baja conjunto de Tapón y Packer para CT (con carrier porta memory y memory).                                                                                                      | 3.5            |
|                                            | Fractura por CT Zona N°1. Realiza cierre forzado (orificios de 4, 6 y 8 mm).                                                                                                      | 3              |
|                                            | Libra Packer y circula por inversa - Lava arena sobre Tapón.                                                                                                                      | 3              |
|                                            | Fractura por CT Zona N°2. Realiza cierre forzado (orificios de 4, 6 y 8 mm.).                                                                                                     | 2.5            |
|                                            | Libra Packer y circula por inversa. Lava arena sobre tapón.                                                                                                                       | 3              |
|                                            | Fractura por CT Zona N°3. Realiza cierre torzado (orificios de 4, 6 y 8 mm.).                                                                                                     | 3              |
|                                            | Libra Packer y circula por inversa - Lava arena sobre Tapón.                                                                                                                      | 2.5            |
|                                            | Libra Packer, pesca Tapón y saca conjunto.                                                                                                                                        | 3.5            |
|                                            | <b>Total tiempo estimulación de 3 zonas</b>                                                                                                                                       | <b>24</b>      |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>Total tiempo de intervención</b>                                                                                                                                               | <b>56</b>      |

Mediante esta metodología de trabajo se llegaron a realizar 3 operaciones de fractura hidráulica en un lapso de 12 horas. Esto representa una disminución de aproximadamente 50 % respecto al tiempo que demanda realizar la misma intervención utilizando un equipo de Work-Over.

**Instalación Final.** En la tabla 2 se presentan los tiempos promedios requeridos para bajar la instalación de producción o inyección según el tipo de pozo

**Tabla 2.** Tiempos promedios requeridos para bajar la instalación del pozo

| Operación                                   | Tiempo (horas) |
|---------------------------------------------|----------------|
| Armar y bajar instalación                   | 18             |
| Prueba de admisión                          | 8              |
| Acondicionamiento de equipo para DTM        | 14             |
| Tiempo promedio por pozo (3 fracturas/pozo) | <b>4 Días</b>  |

**Tipos de instalación final.** Con la torre de izaje del equipo más el Coiled Tubing, se pueden bajar distintos tipos de completaciones:

- Pozos productores: BES (Bomba Electrosomergible), PCP (Bomba de Cavidad Progresiva) y varillas de bombeo.
- Pozos inyectores: Instalación global e instalación selectiva.

#### **Fracturas a través de CT**

Al contar con registro de Memory Gauge en fondo, se pudo ajustar la fricción del fluido, fricciones en el nearwellbore como así también evaluar el comportamiento de la presión de fondo al tratamiento de estimulación.

En la figura 10 se presenta el registro de la fractura de la Capa D+E. En esta operación se varió la concentración de arena Unimin 12/20 de 1 a 10#/gal. Se bombearon 250 bolsasde arena a un caudal promedio de 14 bpm.

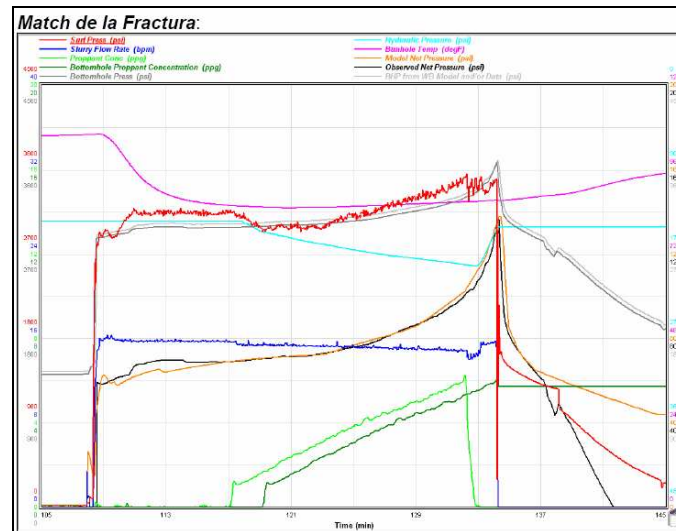


Figura 10. Registro de la fractura de la Capa D+E

En la figura 11 se presenta el registro de la fractura de la Capa H. En esta operación se varió la concentración de arena Unimin 12/20 de 1 a 11#/gal. Se bombearon 280 bolsasde arena a un caudal promedio de 14 bpm.

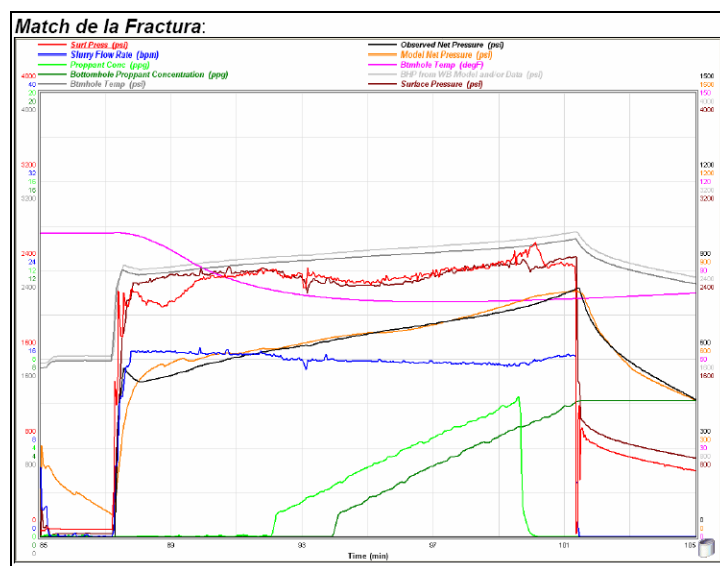


Figura 11. Registro de la fractura de la Capa H

En la figura 12 se presenta el registro de la fractura de la Capa F. En esta operación se varió la concentración de arena Unimin 12/20 de 1 a 10#/gal. Se bombearon 240 bolsasde arena a un caudal promedio de 13 bpm.

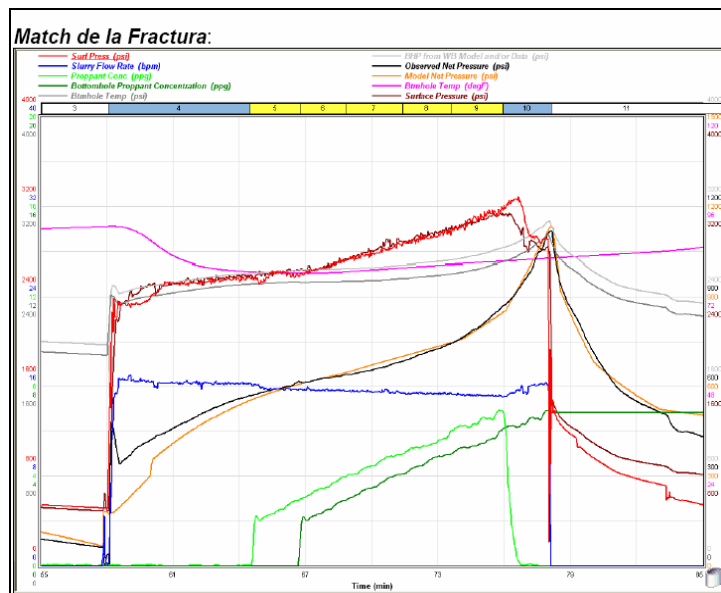


Figura 12. Registro de la fractura de la Capa F.

En la figura 13 se presenta el registro de la fractura de la Capa C. En esta operación se varió la concentración de arena Unimin 12/20 de 1 a 10#/gal. Se bombearon 210 bolsas de arena a un caudal promedio de 12 bpm.

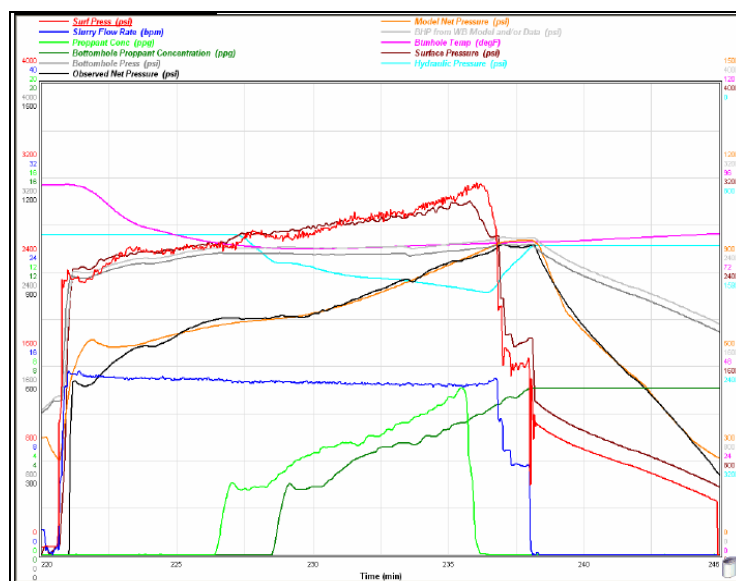


Figura 13. Registro de la fractura de la Capa C.

**Resultados de las fracturas.** El cambio en el diseño y metodología de estimulación, permitió no solo mejorar la producción de los pozos sino también optimizar el tiempo de completación de los mismos. En más de 60 pozos intervenidos con esta tecnología, sólo en dos se manifestó retorno de finos de formación que requirieron la asistencia del equipo de Pulling. En los demás casos, el conocimiento del reservorio junto al tipo de estimulación adecuado, permitió mantener el tiempo promedio por pozo en 4 días. En base a la experiencia obtenida, se recomienda el uso de la tecnología ECFrac en yacimientos maduros donde no se requieran ensayos previos para definir el programa de estimulación del pozo. Al tratarse con formaciones geológicas muy conocidas y de fluidos definidos, no es necesario ensayar las capas ya que las producciones se mantienen dentro de los valores pronosticados.

## Recomendaciones Técnicas

A partir de la experiencia obtenida luego de efectuar más de 60 completaciones y terminaciones de pozos con el equipo ECFrac se presentan una serie de recomendaciones tendientes a optimizar estos procesos de manera de disminuir los tiempos de puesta en producción del pozo.

- ✓ Punzar todas las capas de interés del pozo
- ✓ Estimular selectivamente con Coiled Tubing (fracturas y ácidos).
- ✓ Lavado final del pozo con Coiled Tubing
- ✓ Bajada de instalación final con torre de izaje del equipo ECFrac.

**Observación:** En caso de requerir ensayo post-tratamiento, se pueden utilizar 2 variantes:

- Bajar CT con Jet Pump + Packer y ensayar el pozo en conjunto
- Bajar Tapón y Packer con tubing 2 7/8" y ensaya cada capa por separado con asistencia de equipamiento adicional.

## Conclusiones

La experiencia adquirida luego de emplear el equipo de ECFrac en operaciones de terminación y completación de pozos en distintos yacimientos del país permite confirmar las siguientes ventajas:

- ✓ Genera una importante reducción de tiempos y costos de intervención ya que permite perfilar, punzar, estimular y terminar el pozo sin el uso de un equipo de Work Over.
- ✓ Por tratarse de una cañería continua, es menor el tiempo de maniobras para la ubicación de la herramienta y representa condiciones más seguras de trabajo para el personal operativo al no haber maniobras de enrosque y desenrosque de cañerías.
- ✓ Efectúa estimulaciones múltiples en una sola carrera permitiendo realizar tratamientos de fractura en zonas selectivas. Como referencia se han realizaron 3 fracturas en 12 horas utilizando concentraciones de arena 12/20 de hasta 12#/gal, caudales de 12 a 14 bpm y presiones promedios de 3300 psi. En caso de arenamiento, se lava directamente con el CT.
- ✓ En más de 60 pozos intervenidos con esta tecnología, sólo en 2 se manifestó retorno de finos de formación que requirieron la asistencia del equipo de pulling.

Se recomienda hacer uso de esta tecnología en yacimientos maduros donde no se requieran ensayos previos para definir la estimulación siendo que el incremento de tiempo de intervención de un pozo tipo por ensayo es generalmente mayor a 2 días. El tiempo promedio por pozo sin ensayo es de 4 días.

## Referencias.

1. Harms, D.A., "Coiled-Tubing Completion Procedure Reduces Cost and Time for Hydraulically Fractured Wells", SPE 10.2118, SPE Western Regional Meeting, 1994, Long Beach, California
2. Warren Zemlak, Stephen Lemp, Schlumberger Dowell y Rick McCollum, "Selective Hydraulic Fracturing of Multiple Perforated Intervals with a Coiled Tubing Conduit: A Case History of the Unique Process, Economic Impact and Related Production Improvements", SPE 71656, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2001, New Orleans, Louisiana.
3. B.W. McDaniel, Ron Willett, Loyd East, Jeff Rosato y Jim Surjaatmadja, "Coiled-Tubing Deployment of Hydrajet-Fracturing Technique Enhances Safety and Flexibility, Reduces Job Time", SPE 10.2118, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004, Houston, Texas
4. M.P. Stricker, F.J. Romano, M.E. Plante, y B. Holmes, "Coiled Tubing Conveyed Fracturing System Allows Longer Zones to be Isolated in a Single Trip Multiple Times", SPE 94085, SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, 2005, The Woodlands, Texas

## Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a San Antonio Internacional por promover la divulgación del presente trabajo. Quisiéramos agradecer al personal de ingeniería y operaciones de SAI que estuvo involucrado en las numerosas operaciones de ECFrac. Finalmente queremos agradecer a las empresas operadoras como Petrobras, YPF y Panamerican que confiaron en las prestaciones de este equipo y en el soporte del personal operativo afectado al mismo.