

# TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

---

**Martín Pons, Horacio Peacock, Raúl Febrero, San Antonio Internacional**  
**mpons@sanantoniointernacional.com, hpeacock@sanantoniointernacional.com,**  
**rfebrero@sanantoniointernacional.com**

## ABSTRACTO

El reciente y promisorio desarrollo de reservorios no convencionales en la Argentina, ha posibilitado la incorporación de nuevas tecnologías de punta, visiblemente disponibles hoy y con un gran potencial de uso para los próximos años, tanto para completaciones de pozos verticales como horizontales.

La estimulación en múltiples etapas ha resultado tener efectividad en cuanto a la simplicidad en el uso de herramientas, reducción de costos operativos y aprovechamiento de las técnicas de pinpoint fracture para permitir la estimulación selectiva de cada nivel productivo existente.

En nuestro país los campos maduros tienen un importante papel en el mapa productivo actual. Todas las cuencas cuentan con campos de estas características por lo que es grande el esfuerzo técnico y económico necesario para lograr extender el período de producción de los mismos.

En este trabajo, se presenta una metodología de completación de campos maduros que incluye el punzado abrasivo a través de coil tubing, la fractura hidráulica por anular, el pasaje y aislamiento de la zona previamente estimulada de manera inmediata, la posibilidad de estimular todas las capas de interés de forma selectiva, en una única carrera de coil tubing, dejando el pozo limpio sin necesidad de una carrera adicional, para permitir la bajada de instalación final rápidamente, y con un considerable ahorro económico especialmente en los tiempos de intervención y adelanto de producción. Sumado a la descripción técnica de los elementos y herramientas que componen esta tecnología, se incorporarán datos de aplicación de campo.

## INTRODUCCIÓN

Existe una gran variedad de campos petroleros y gasíferos con diferentes características. No obstante en la mayoría de ellos la producción proviene de varias formaciones sujetas a estimulación hidráulica. En algunos casos se presentan formaciones confinadas de bajo espesor, y en otros casos aparecen formaciones de gran espesor. Existen múltiples rocas reservorio con buena producción e hidrocarburos de calidad, pero dada la madurez de los campos, el grado de depletación de los reservorios obliga a compensar mediante diferentes métodos de reintervención y extracción, la caída de producción. En todos los casos se plantea la necesidad de realizar un balance económico entre la producción resultante y la inversión necesaria, por lo que numerosas capas o niveles productivos terminan agrupándose en dos o más etapas de fractura hidráulica. Las técnicas de entrada limitada continúan utilizándose aunque con menor asiduidad, debido al gran esfuerzo hidráulico que debe realizarse para obtener propagación de múltiples fracturas a través de múltiples punzados en un mismo bombeo a alta presión. Ensayos de producción muestran que no siempre esta técnica resulta efectiva para incrementar la producción, inclusive numerosos punzados quedan sin admisión/producción.

Desde el punto de vista de la selectividad, las tecnologías como la que se describirá a continuación presentan una gran ventaja, ya que implican la estimulación de la totalidad de las zonas de interés por lo que es posible maximizar la producción del reservorio.

### Terminaciones convencionales

La selectividad en cuanto al diseño y crecimiento de fracturas hidráulicas también se ve afectada por el arreglo de herramientas de ensayo utilizado para ejecutarlas. En completaciones convencionales, se utilizan conjuntos de tapón y packer para aislar cada zona a estimular, previo ensayo para definir fluidos, teniendo

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

---

como consecuencia un distanciamiento mínimo para moverse entre zonas, sumado a la gran cantidad de horas que insume cada movimiento, y al hecho de que cada movimiento de herramientas implica necesariamente el ahogue de pozo. En esencia esta terminación implica punzar o haber punzado todas las capas de interés previamente. El ensayo pre estimulación suele ser una técnica viable cuando se tienen contactos de agua cercanos y es necesario definir corte y producción de agua para estimular o no. Otras terminaciones implican el punzado, la fractura, el aislamiento por medio de un tapón mecánico o arenamiento y el pasaje a la siguiente etapa.

Esta última metodología, utilizada asiduamente en terminaciones Rigless, es en la actualidad una de las técnicas usadas para terminaciones no convencionales, con la salvedad que en estas, se procede a fijar el tapón mecánico antes de punzar la siguiente capa, de manera de mantener la presión de la capa previamente estimulada, a través de wireline o coil tubing, sin necesidad de ahogar el pozo. Las terminaciones tipo Rigless convencional tienen como desventaja un incremento en el volumen inyectado a formación.

En general los costos asociados a las técnicas de completación convencional, acotan drásticamente las posibilidades técnicas de maximizar la producción, especialmente cuando la mayoría de las formaciones de las cuencas existentes se encuentran depletadas y requieren de fractura hidráulica para producir.

### **Terminaciones no-convencionales**

En instancias previas al desarrollo de campos no convencionales comenzaron a introducirse tecnologías tendientes al incremento de la cantidad de fracturas por pozo, una vez determinada la necesidad de la estimulación hidráulica como único camino para una producción rentable. Debido al costo que el incremento de fracturas representa, la premisa se mantuvo en minimizar los tiempos involucrados entre una y otra etapa de fractura, de manera de estimular gran cantidad de etapas por pozo y proceder al ensayo o puesta en producción rápidamente para favorecer la limpieza de pozo post fractura.

En el marco de este desarrollo existen numerosas herramientas de punzado abrasivo y fractura por anular. Estas herramientas fueron desarrolladas y utilizadas inicialmente en pozos verticales, aunque fue con el advenimiento de la perforación y completación de pozos multi-etapa horizontales cuando tomaron definitivamente protagonismo, siendo actualmente una de las técnicas más desarrolladas y utilizadas a nivel mundial, especialmente en Norteamérica. Sin embargo, las características de la herramienta objeto del presente trabajo permiten aun mayor selectividad y rapidez para maximizar la cantidad de etapas fracturadas con una notoria reducción en los costos de terminación.

## **DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA**

La aplicación de una herramienta utilizada en yacimientos no convencionales y su adaptación al uso en campos maduros representa el objetivo principal de este trabajo, teniendo como ideas principales la selectividad desde el punto de vista de estimular por separado cada nivel productivo, la eficiencia en la iniciación y propagación de la fractura en formaciones que no pueden ser estimuladas por efectos de fricciones en el nearwellbore, y fundamentalmente la drástica reducción de los costos operativos generada por la mínima demora entre etapas de fractura.

En esta sección se presentan los componentes principales de la herramienta de punzado y fractura. La siguiente imagen representa el BHA para llevar a cabo una operación combinada entre punzado y fractura utilizando una unidad de coil tubing.

A diferencia de otros sistemas existentes en el mercado, esta herramienta cuenta con la ventaja de incluir un elemento empaquetador, por lo que la acción de liberación, pasaje y aislamiento de una zona superior es inmediata, prescindiendo de la colocación y verificación de tapones de arena. El BHA utilizado permite la aplicación en cualquier unidad de coil tubing sin necesidad de contar con elementos especiales.

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

Las diferentes configuraciones de la herramienta permiten la intervención de pozos entubados con casing de 4 ½", 5 ½" y 7" de cualquier tipo y grado de acero.

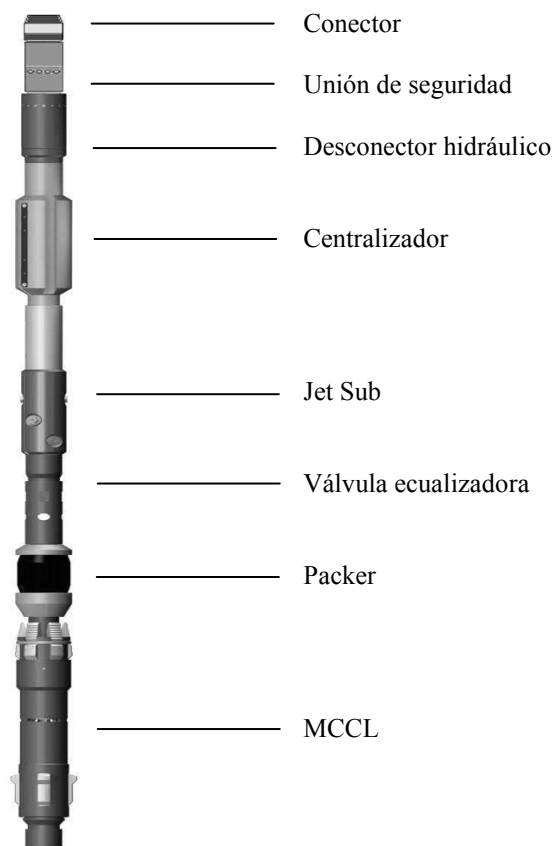


Figura 1. Conjunto BH Jet frac.



Figura 2. Conjunto packer + válvula.

A continuación se describen los elementos principales de la herramienta de Jet frac.

### Jet Sub

Elemento de circulación del fluido de punzado abrasivo. Cuenta con un total de 4 orificios dispuestos con una fase de 90° entre sí.

### Válvula ecualizadora

Elemento que permite el balance de presiones por debajo y por encima de la zona fracturada para permitir mover la herramienta, además de permitir la circulación por inversa de ser requerido. En posición de fijado impide la circulación de fluido hacia el interior del packer por directa, por lo que solo se circula a través del Jet Sub.

### Packer

Elemento empaquetador que cuyo fin es aislar el espacio anular para permitir el punzado y la fractura de cada nivel productivo respecto de la capa fracturada anteriormente. Físicamente actúa como tapón pero cuenta con un pasaje pleno en su interior. Sus características lo hacen apto para todas las aplicaciones de campos maduros de la actualidad.

### MCCL

Dispositivo cuenta cuplas mecánico. Es el elemento responsable de la puesta en profundidad de la herramienta para el punzado y la fractura de cada zona, permitiendo la visualización y detección, con la sarta en tensión y levantando, de las cuplas del casing a través de un incremento en el peso del BHA leído.



## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

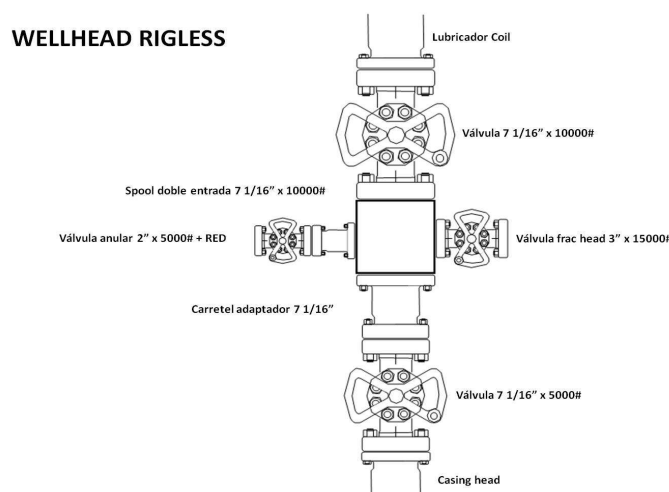
Para asegurar una operación rápida y eficiente, los procedimientos operativos contemplan una matriz de posición de válvulas dependiendo de la etapa en la que se encuentre la operación. La misma se ilustra en la siguiente tabla.

| Válvula | Bajando | Punzado | Fractura | Librado |
|---------|---------|---------|----------|---------|
| V1      | CERRADA | ABIERTA | CERRADA  | CERRADA |
| V2      | CERRADA | CERRADA | ABIERTA  | CERRADA |
| V3      | ABIERTA | ABIERTA | CERRADA  | CERRADA |
| V4      | ABIERTA | CERRADA | ABIERTA  | ABIERTA |
| V5      | CERRADA | CERRADA | CERRADA  | CERRADA |
| V6      | CERRADA | CERRADA | CERRADA  | CERRADA |

*Tabla 1. Matriz de posición de válvulas.*

### Boca de pozo

La operación bajo modalidad Rigless comprende la circulación de pozo, bombeo de fluidos a presión, sollicitación de peso y tensión a la sarta de coil tubing y movimientos de coil manteniendo y controlando presión de pozo. Por este motivo la configuración de boca de pozo incluye una doble barrera de control. La siguiente figura ilustra y describe el conjunto seleccionado para operaciones sin equipo.



*Figura 6. Conjunto boca de pozo para Rigless.*

### TÉCNICA DEL PUNZADO ABRASIVO

Es sabido de la existencia de numerosos efectos no deseados inherentes al proceso de iniciación y propagación de una fractura. Las técnicas de punzado convencional generan en ocasiones zonas localizadas de elevado stress, las cuales son responsables de que la iniciación de la fractura se desarrolle en zonas aledañas al punzado, con el consiguiente efecto de tortuosidad en el nearwellbore hasta alcanzar el evento en que finalmente la fractura comienza a propagarse a través de un único plano preferencial. Se conocen numerosas técnicas para reducir o minimizar los efectos de tortuosidad en las cercanías de pozo, tales como la utilización de slugs de arena, la utilización de fluidos viscosos, la utilización de arenas de baja granulometría, etc. Debido a la gran cantidad de información existente no se profundizará en este aspecto.

En todo caso la presencia de tortuosidad elevada genera una restricción a la propagación de una fractura, representado esto a través de una pérdida de carga adicional. Esto implica generalmente un incremento en la presión neta y por ende la presión en superficie requerida, llegando en ocasiones a alcanzar los límites operativos previstos y generando arenamientos prematuros. Una ventaja fundamental acerca de la técnica de punzados abrasivos es la ausencia de zonas de elevado stress generadas, dando como resultado

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

---

una mejor iniciación de la fractura, reduciendo los efectos de tortuosidad. Estudios y pruebas de patio han demostrado que el área expuesta y diámetro de estos punzados corren con ventaja por sobre punzado tradicional de cargas moldeadas.

### Prueba de punzado

La mayoría de los procesos de implementación de nuevas tecnologías implican pruebas y ensayos de laboratorio, pruebas de patio y experiencias en el campo. En particular, para evaluar la performance de la tecnología aquí descrita, se realizó una prueba de patio consistente en ejecutar dos punzados abrasivos sobre un trozo de casing cementado en el interior de un tambor. Un gel lineal de carga polimérica 40 lb/Mgal fue utilizado como fluido abrasivo, mientras que el agente de sostén seleccionado fue arena regular en malla 20/40. De acuerdo con las especificaciones de la herramienta de punzado, se seleccionó el caudal y tiempo de contacto necesario para punzar el casing.



*Figura 7. BHA utilizado.*



*Figura 8. Vista de tambor cementado.*

Una operación especial como la llevada a cabo requirió la confección de análisis de riesgo y planes de contingencias. Se dedicó un capítulo especial al diseño de la lechada de cemento utilizada para revestir el casing, de manera de contar con gran plasticidad y evitar la desintegración del mismo una vez realizado el punzado, logrando de esta manera verificar el diámetro, penetración y la forma que adopta el punzado abrasivo en su interior. En las figuras anteriores se muestra el arreglo de herramientas utilizado. El BHA preparado comprende un estabilizador cuya función es controlar la centralización de la herramienta, un Jet Sub conteniendo dos boquillas habilitadas y dos cegadas, sumado a un asiento para bola en la parte inferior del BHA para asegurar circulación de fluido únicamente a través de las boquillas. Durante la prueba de patio tanto las presiones de bombeo registradas como los caudales y concentración de arena deseada concordaron con el diseño de la operación pautado previamente.



*Figura 9. Prueba de circulación sobre jets.*

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

---

Los resultados respecto de la geometría de punzados generada, muestran un diámetro sobre el casing de 13 mm (0.51 in) con una penetración sobre el bloque de cemento de unos 85 mm (3.4 in). Notar el incremento de diámetro del punzado a medida que penetra sobre el cemento, hasta un máximo de 40 mm (1.6 in). Estos resultados se muestran en las siguientes figuras.



*Figura 10. Penetración punzado #1.*



*Figura 11. Diámetro punzado #1.*



*Figura 12. Penetración punzado #2.*



*Figura 13. Diámetro punzado #2.*

## INGENIERÍA APLICADA A LA OPERACIÓN DE JET FRAC

La aplicación de esta tecnología tiene, tal como se ha descrito en secciones anteriores, una serie de condicionantes tales como la necesidad de prescindir de ensayos por pistoneo para definir fluidos y cortes. No obstante esto, en pozos de desarrollo o en proyectos in-fill, son comunes las terminaciones de punzado seguido de fractura sin ensayo previo. Dadas las características de la mayoría de las cuencas de nuestro país, en muchas ocasiones un ensayo previo agota el nivel de fluido rápidamente por lo que no resulta representativo de la calidad del fluido de producción y su nivel de entrada.

Los pasos previos a la ejecución de la operación Jet frac comprenden los siguientes puntos:

- ✓ Análisis de la información existente
- ✓ Procesamiento de perfiles de pozo abierto
- ✓ Estimación de propiedades mecánicas
- ✓ Selección de zonas con alto potencial productivo
- ✓ Diseño preliminar de fractura hidráulica
- ✓ Análisis de sensibilidad
- ✓ Diseños definitivos
- ✓ Dimensionamiento de la operación de Jet Frac
- ✓ Estimación de condiciones de bombeo para punzado y circulación

La mayoría de estos pasos son comunes a cualquier diseño de fractura y simulación de coil tubing. La estimación de propiedades mecánicas y el análisis de sensibilidad tienen como objetivo delimitar los

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

---

márgenes de corrimiento del punto de inicio de fractura (zona de punzado) a fin de garantizar la geometría de fractura buscada.

La selección de las zonas con alto potencial productivo corresponde por lo general a las compañías operadoras involucradas en el proyecto, sin embargo la ubicación final del punzado puede seleccionarse en conjunto entre ambas partes si se dispone de buena información mediante simulaciones preliminares.

Para cada una de estas zonas se deberá planificar la operación de punzado y fractura, teniendo en cuenta que la operación se desarrolla sin interrupciones y sin retirar el BHA Jet frac hasta haber finalizado la última etapa.

El dimensionamiento de la operación, una vez definida la cantidad de etapas de fractura a realizar, representa un aspecto fundamental al estar relacionado con la logística necesaria, en términos de abastecimiento de agua, piletas o tanques de almacenamiento de fluidos, cantidad de productos y de agente de sostén necesario. Cálculos de hidráulica de coil tubing deberán anexarse a la ingeniería de la operación, ya que el mismo equipamiento de bombeo debe ejecutar el punzado abrasivo y la fractura hidráulica.

### CONSIDERACIONES OPERATIVAS

La secuencia operativa planteada como intervención sin equipo, implica los siguientes pasos básicos:

- ✓ Montaje válvulas de boca de pozo y manifold, periféricos y piletas de fractura
- ✓ Montaje unidades de coil tubing y fractura
- ✓ Armado y bajada BHA Jet Frac
- ✓ Pruebas de packer y sensor MCCL
- ✓ Posicionamiento primer zona de interés
- ✓ Punzado abrasivo
- ✓ Fractura hidráulica
- ✓ Posicionamiento en siguiente zona de interés
- ✓ Repetición de secuencia hasta finalizar pozo
- ✓ Sacada y desarmado de herramienta en superficie
- ✓ Acondicionamiento de pozo para bajada de instalación de producción

Tal como se ha comentado previamente, la rapidez en la secuencia de punzado y fractura depende de la logística planteada, por lo que un número mayor de piletas de fractura serán necesarios para evitar demoras en acumulación de fluidos.

Las pruebas de packer y sensor MCCL se ejecutan para detectar fallas de manera temprana. Por tanto, una prueba de fijado y hermeticidad de la herramienta una vez salido el BHA de los elementos de boca de pozo será necesaria para detectar fallas en los elementos empaquetadores. La presencia de al menos un caño corto en el casing será necesaria para correlacionar profundidades y verificar la lectura del cuenta cuplas.

El posicionamiento en la primera zona de interés se efectúa de acuerdo con los procedimientos de uso de esta herramienta. Será necesario profundizar por debajo de la cupla inferior a la zona de interés, levantar lentamente identificando la cupla, ciclar la herramienta para dejarla en posición de fijado, aplicar peso asentando la misma manteniendo bombeo lentamente por directa. La correcta fijación y hermeticidad se verá reflejada con un incremento en la presión anular.

La Figura 14 muestra una carta típica de operación de fractura, en la cual se observa la existencia de un registro combinado entre los parámetros sensados por la unidad de coil tubing y los parámetros de bombeo de fractura. Este doble registro tiene como objetivo el poder monitorear el comportamiento de la herramienta en todo momento directamente desde la unidad de registro de datos de fractura, empalmándose los parámetros de coil a los de fractura en una única operación.

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

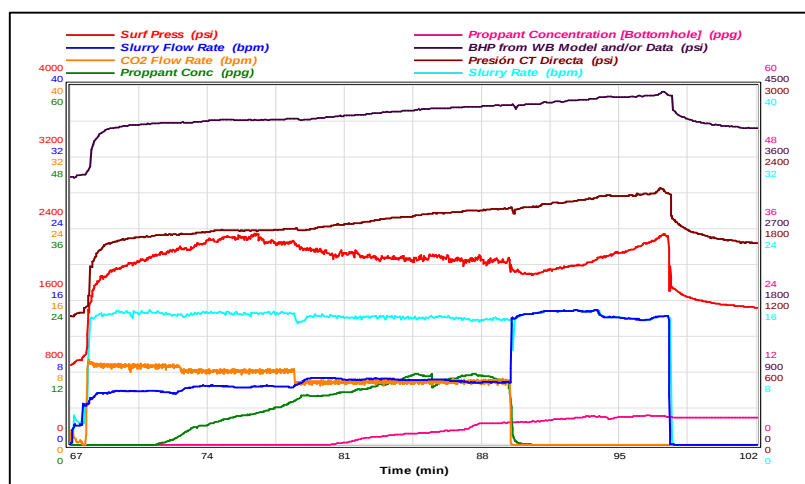


Figura 14. Carta de fractura y doble registro.

Adicionalmente es posible utilizar el doble registro de parámetros para fines técnicos, incorporando un valor agregado a esta metodología. Durante la operación de fractura por anular, es necesario mantener un caudal de bombeo de fluido limpio a través de la directa del coil. Este caudal impide la circulación de fluido por inversa y al ser extremadamente bajo, la fricción que genera es constante y despreciable. De esta manera el sistema actúa como una presión de columna muerta, por lo que es posible obtener la presión de fondo en tiempo real. Toda variación en la presión de directa del CT durante la fractura será debida a cambios en la presión de extensión de la fractura, mientras que todo ajuste de presiones netas y determinación de la geometría de fractura estará basado en esta consideración.

El punzado y la fractura hidráulica se efectúan a través de una única unidad de bombeo, de manera de reducir la logística y cantidad de equipos presentes en cada intervención. De acuerdo con las características de los diseños de punzado y fractura, los tiempos necesarios entre una etapa y la siguiente incluyendo fijación, punzado, fractura, librado y posicionamiento, pueden reducirse hasta un mínimo de 2 horas.

La secuencia de punzado y fractura, entonces, puede ser ejecutada en menos de 12 horas de acuerdo con la cantidad de etapas previstas. Posteriormente, de acuerdo con el tipo de completación previsto, puede fijarse un tapón recuperable o colocarse un packer de producción con wireline. En todo caso, el pozo puede quedar listo para su completación a las 24 horas de haberse fracturado. La completación con equipo resulta así considerablemente más económica ya que solo implica la puesta en producción con eventual ensayo post fractura. En los equipos de tipo CTC el ahorro en tiempos y costos es aún mayor, considerando que los mismos cuentan con la unidad de coil tubing integrada y mástil con buena capacidad de tiro, por lo que estas terminaciones dejan el pozo en producción directamente, sin necesidad de posterior intervención con Pulling, y manteniendo la rapidez y eficiencia de la metodología Jet Frac.

### EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA TERMINACIÓN JET FRAC

En esta sección se muestran modalidades de terminación con sus correspondientes análisis de tiempos y costos. Se toma un pozo tipo de 4 etapas de fractura, planteando un escenario de terminación con equipo de Workover operando las 24 horas, aislando cada zona de interés por medio de retenedores y tapones. Por el otro lado se plantea el mismo escenario de fracturas, contemplando las diferencias en cantidad de fluido necesarias, pero no modificando los diseños de fractura, para una terminación tipo Rigless a través de la técnica Jet Frac.

La siguiente tabla ilustra ambos escenarios de terminación planteados.

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

| TERMINACIÓN CONVENCIONAL |       |       |                                   | TERMINACIÓN JET FRAC |       |       |                                    |
|--------------------------|-------|-------|-----------------------------------|----------------------|-------|-------|------------------------------------|
| DÍA                      | HORAS | TOTAL | MANIOBRA                          | DÍA                  | HORAS | TOTAL | MANIOBRA                           |
| 1                        | 10    | 10    | Movilización y montaje equipo     | 1                    | 6     | 6     | Movilización Coil+Frac+Periféricos |
| 1                        | 4     | 14    | Montaje BOP                       | 1                    | 7     | 13    | Montaje y pruebas boca de pozo     |
| 1                        | 1     | 15    | Montaje Cía. Wireline             | 2                    | 10    | 23    | Espera luz diurna                  |
| 1                        | 3     | 18    | Operación de punzado              | 2                    | 1     | 24    | Armado BHA Jet Frac                |
| 2                        | 7     | 25    | Bajado htas para aislar zona 1    | 2                    | 2     | 26    | Bajado y fijado en zona 1          |
| 2                        | 12    | 37    | Ensayo pistoneo zona 1            | 2                    | 0.5   | 26.5  | Punzado zona 1                     |
| 2                        | 4     | 41    | Movimiento htas para fracturar    | 2                    | 1.5   | 28    | Fractura zona 1                    |
| 2                        | 2     | 43    | Fractura zona 1                   | 2                    | 0.5   | 28.5  | Movimiento y fijado en zona 2      |
| 2                        | 4     | 47    | Reposo de fractura                | 2                    | 0.5   | 29    | Punzado zona 2                     |
| 3                        | 3     | 50    | Libra y saca htas a superficie    | 2                    | 1.5   | 30.5  | Fractura zona 2                    |
| 3                        | 1     | 51    | Montaje Cía. Wireline             | 2                    | 0.5   | 31    | Movimiento y fijado en zona 3      |
| 3                        | 3     | 54    | Operación de punzado              | 2                    | 0.5   | 31.5  | Punzado zona 3                     |
| 3                        | 4     | 58    | Bajado htas para aislar zona 2    | 2                    | 1.5   | 33    | Fractura zona 3                    |
| 3                        | 12    | 70    | Ensayo pistoneo zona 2            | 2                    | 0.5   | 33.5  | Movimiento y fijado en zona 4      |
| 4                        | 4     | 74    | Movimiento htas para fracturar    | 2                    | 0.5   | 34    | Punzado zona 4                     |
| 4                        | 2     | 76    | Fractura zona 2                   | 2                    | 1.5   | 35.5  | Fractura zona 4                    |
| 4                        | 4     | 80    | Reposo de fractura                | 2                    | 1.5   | 37    | Sacado BHA a superficie            |
| 4                        | 3     | 83    | Libra y saca htas a superficie    | 2                    | 11    | 48    | Espera luz diurna                  |
| 4                        | 1     | 84    | Montaje Cía. Wireline             | 3                    | 1     | 49    | Armado WRP + setting tool          |
| 4                        | 3     | 87    | Operación de punzado              | 3                    | 1     | 50    | Bajado y fijado tpn WRP            |
| 4                        | 4     | 91    | Bajado htas para aislar zona 3    | 3                    | 1     | 51    | Sacado coil a superficie           |
| 5                        | 12    | 103   | Ensayo pistoneo zona 3            | 3                    | 5     | 56    | Desmonta equipo total              |
| 5                        | 4     | 107   | Movimiento htas para fracturar    | 3                    | 4     | 60    | Desmovilización. DTM Workover      |
| 5                        | 2     | 109   | Fractura zona 3                   | 3                    | 4     | 64    | Termina montaje equipo completo    |
| 5                        | 4     | 113   | Reposo de fractura                | 3                    | 4     | 68    | Monta y prueba BOP + líneas        |
| 5                        | 3     | 116   | Libra y saca htas a superficie    | 3                    | 2     | 70    | Arma pescador WRP                  |
| 5                        | 1     | 117   | Montaje Cía. Wireline             | 4                    | 4     | 74    | Bajada armando y pesca de WRP      |
| 5                        | 3     | 120   | Operación de punzado              | 4                    | 2     | 76    | Preparativos para ensayo de capas  |
| 6                        | 4     | 124   | Bajado htas para aislar zona 4    |                      |       |       |                                    |
| 6                        | 12    | 136   | Ensayo pistoneo zona 4            |                      |       |       |                                    |
| 6                        | 4     | 140   | Movimiento htas para fracturar    |                      |       |       |                                    |
| 6                        | 2     | 142   | Fractura zona 4                   |                      |       |       |                                    |
| 6                        | 4     | 144   | Reposo de fractura                |                      |       |       |                                    |
| 6                        | 3     | 147   | Libra y saca htas a superficie    |                      |       |       |                                    |
| 7                        | 2     | 149   | Preparativos para ensayo de capas |                      |       |       |                                    |

Tabla 2. Tabla comparativa entre dos modalidades de terminación para 4 etapas de fractura.

Continuando con el escenario planteado, se analiza el impacto que presenta la modalidad Jet Frac respecto de la terminación convencional.

De acuerdo con este análisis se puede obtener una reducción de tiempos de terminación netos de prácticamente un 50% mientras que, teniendo en cuenta los costos asociados a cada terminación, estos se ven reducidos como mínimo un 25%. Cabe destacar que cuanto mayor sea el número de etapas de fractura, comparando ambas metodologías se obtendrán diferencias porcentuales aun mayores.

Como observaciones del análisis presentado, corresponde realizar algunas aclaraciones:

- ✓ Diseño de fractura análogo, modificando Schedule de desplazamiento por mayor capacidad anular. No hay limitaciones para la optimización de los diseños, tendientes a ser más agresivos producto de una mejor iniciación y propagación de las fracturas.
- ✓ Igual número de etapas para ambas modalidades, entendiendo que, debido a la selectividad que esta tecnología propone, es posible incorporar mayor cantidad de etapas de menor volumen, por ende mayor producción sin un considerable impacto económico.



## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

---

- ✓ Se tuvo disponibilidad de 3 piletas de 75 m<sup>3</sup> para fluido de punzado y fractura, y una pileta de 75 m<sup>3</sup> para fluido limpio a ser utilizado por la unidad de coil tubing, además de una pileta para recuperar fluidos de 40 m<sup>3</sup> con golpeador, en conjunto con un choke manifold de 10000 psi y líneas a fosa de quema.
- ✓ Las presiones durante el punzado oscilaron entre 6500 y 8000 psi.
- ✓ Se utilizó una cabecera de HCl 7.5% como última parte del desplazamiento para favorecer la ruptura de formación.
- ✓ Los minifrac arrojaron menores valores de fricción por tortuosidad y punzados, verificando las cualidades y ventajas del punzado abrasivo.
- ✓ Se utilizó una combinación de arena regular malla 16/30 y bauxita sinterizada en malla 16/30.
- ✓ El fluido de fractura utilizado fue espuma de CO<sub>2</sub> con una calidad de 60%.
- ✓ Se inyectaron a formación un total de 1225 bolsas durante las cinco etapas.
- ✓ Las presiones de bombeo y demás condiciones fueron completamente normales.

La completación del pozo implicó la fijación de un packer de producción con Wireline con elemento expulsable y campana de on-off para permitir acoplar la sarta de producción. Previo a la instalación del mismo se realizó una carrera de comprobación de arena seguida de inducción de surgencia a través del alivianamiento con Nitrógeno, operación que forma parte de las terminaciones convencionales de este yacimiento. La carrera para constatar arena mostró todos los punzados libres y solamente se lavaron 30 mts de arena, lo cual comprueba otra ventaja de completar las operaciones de fractura dejando remanente muy baja cantidad de arena de fractura.

La carrera de Nitrógeno aprovechó la presencia de la unidad de Coil tubing para realizar un ensayo global de las 5 capas fracturadas, arrojando una presión en boca de 900 psi con orificio de 10 mm lo cual representa una performance similar a la de los pozos vecinos. Luego de la puesta en producción y superado el período de limpieza del pozo, la producción se estabilizó a valores normales para las expectativas de producción del yacimiento. La siguiente figura muestra una vista general de la operación descrita.



*Figura 16. Vista general operación de campo descripta.*

En secciones anteriores se ha comentado acerca de la posibilidad de contar con un cálculo directo de la presión de fondo, o presión de extensión de fractura, a través de la medición de la presión de directa del coil, la cual durante la fractura actúa como una presión de columna muerta. Aprovechando esta característica se lograron obtener ajustes de presiones netas sin considerar las fricciones de los fluidos en el espacio anular, y se obtuvieron geometrías de fractura acordes con los perfiles de propiedades mecánicas.

Algunos ejemplos de ajustes y geometría se muestran en las siguientes figuras. Las mismas corresponden a la segunda etapa.

## TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS

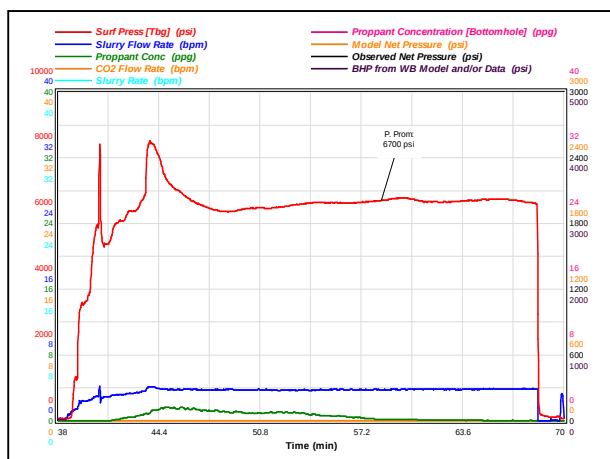


Figura 17. Carta de punzado abrasivo.

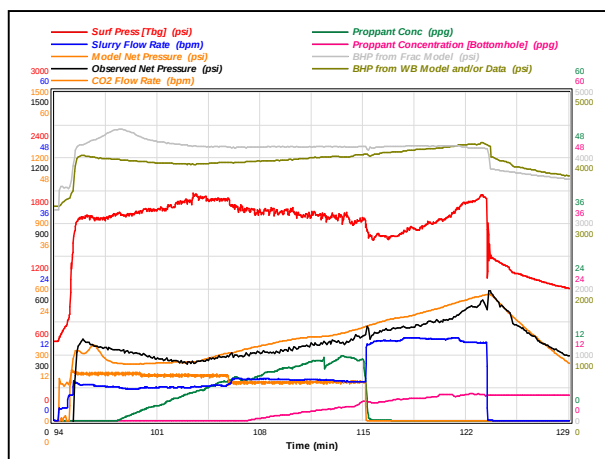


Figura 18. Carta de ajuste de presiones netas.

Las siguientes imágenes muestran un comparativo entre la geometría obtenida por diseño y por ajuste de presiones, teniendo en cuenta la calculo de presión de fondo como ya se ha mencionado.

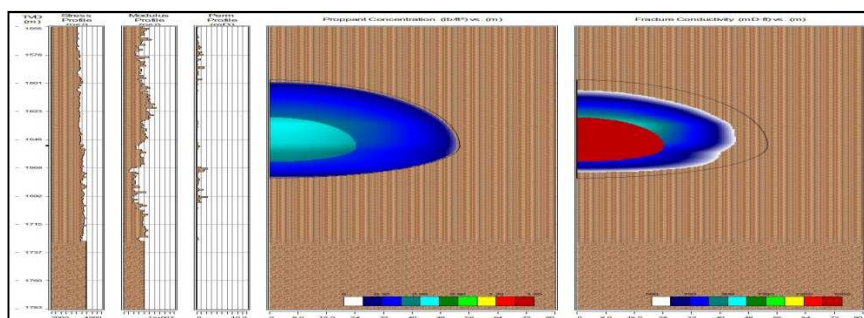


Figura 19. Geometría por diseño.

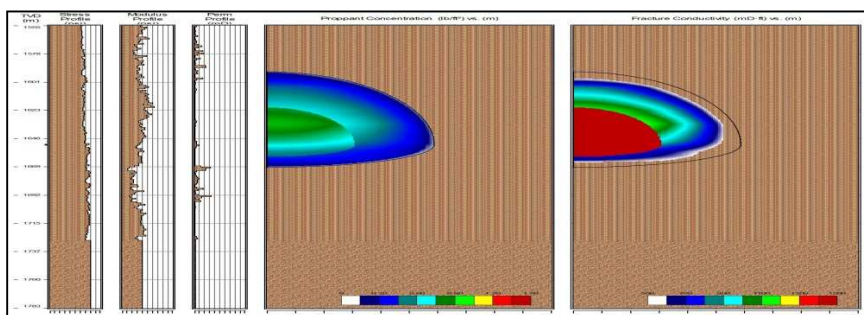


Figura 20. Geometría por ajuste.

Como resultado de esta operación, se obtuvieron datos interesantes. El tiempo neto empleado para ejecutar las 5 etapas de punzado y fractura fue de 14.5 horas, incluyendo los tiempos requeridos para bajada, prueba de MCCL en caño corto, movimientos entre etapas y sacada de BHA a superficie.

Económicamente, en conjunto con la compañía operadora se buscó un equilibrio entre los costos asociados a una terminación convencional y a esta metodología. Por este motivo se seleccionó un pozo de bajo riesgo, potencial de producción medio y solo dos etapas de fractura en terminación estándar. Sin embargo, el análisis de los costos finales demuestra que con el incremento de la necesidad de incorporar etapas de fractura a la terminación, el ahorro de costos, tal como lo ejemplifica el escenario planteado en la sección anterior al caso histórico presentado, es considerable, y lo es más cuanto mayor cantidad de etapas de fractura sean requeridas.

# **TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES APLICADAS A LA COMPLETACIÓN DE CAMPOS MADUROS**

---

## **CONCLUSIONES**

- ✓ Las tecnologías disponibles actualmente para el desarrollo de reservorios no convencionales, en algunos casos son perfectamente aplicables para reservorios presentes en campos maduros, los cuales requieren un esfuerzo adicional para mantener e incluso lograr incrementar la producción.
- ✓ Reemplazo de técnicas convencionales de fracturas en múltiples etapas por una de mayor eficiencia a costos relativamente bajos.
- ✓ Por medio del sistema Jet Frac se puede asegurar la estimulación de todas las capas fracturadas.
- ✓ El método de punzado erosivo previene elevada tortuosidad y efectos de fricción en las cercanías de pozo.
- ✓ Mediante una correcta planificación utilizando el sistema Jet Frac, pueden obtenerse reducciones de tiempo muy significativas en la completación de un pozo con múltiples capas a fracturar. Esto implica reducciones de costos que pueden hacer factible el desarrollo de campos maduros.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Application of Hydrajetting Technology Achieves Significant Productivity Increase in Saudi Arabian Gas Producers, Emad A. Al-Abbad and J. Ricardo Solares, SAUDI ARAMCO JOURNAL OF TECHNOLOGY SUMMER 2011
2. Reducing Friction Pressure with Hydrajet Perforating During Proppant Fracturing, Novi Komalasari, Onshore Drilling Feature, January 2011
3. Rigless Abrasive Perforating and Fracturing in Horizontal Tight Gas Wells, G. Schnaidler, M. Naegel, TOTAL S.A., D. Marozzini, F. Liberatore, M. Valdivia, BJ SERVICES. SPE 135015

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestro profundo agradecimiento a los siguientes profesionales de la empresa CAPEX S.A.: Ing. Nicolás Fumagalli Ing. de Workover, Ing. Pablo Forni, Gerente de Ingeniería, Ing. Gabriel Irazuzta, Gerente de Yacimiento por su colaboración y autorización para la publicación de información del trabajo realizado.

Al Sr. Tim Willems, VP de NCS Energy Services, por su asistencia técnica y autorización para la presentación de la herramienta Jet Frac.

A todo el personal de san Antonio Internacional que colaboró en la faz operativa y confección de este artículo: Departamento Ingeniería Estimulación DO, Departamento D&T, Sr. Osvaldo Gonzalez, Gerente Operaciones EP-DS, Sr. Domingo Carrizo, Supervisor de Campo Coil tubing y CTC-02 DS, Ing. Maximiliano Flores, Ingeniero Coil Tubing DO, Sr. Ariel Matzkin, Supervisor Sr Coil Tubing DO.