

# Optimización de terminaciones de pozos horizontales de gas no convencionales con *coiled tubing*

Por *A. Rivera, M. Flores y L. Sánchez* (San Antonio Internacional)

Este trabajo muestra la utilización de equipos, herramientas y técnicas de trabajo especiales que se requieren en el desarrollo de yacimientos no convencionales para la explotación de *tight sand* y *shale*.

El progreso de las tecnologías de perforación y *completación* (N. de la R.: por *completion*, en inglés: su uso correcto es “terminación”) ha permitido que el gas y el petróleo de las formaciones *shale* sean una opción viable para asegurar recursos energéticos, y puedan ser explotados de manera segura y protegiendo el medio ambiente.

Con el desarrollo de yacimientos no convencionales con rocas reservorio de muy baja permeabilidad, surge la necesidad de emplear equipamiento especial y técnicas de trabajo no comunes en nuestro país. La respuesta del reservorio depende en gran medida de las características de los fluidos utilizados durante estas etapas (perforación, fractura hidráulica y limpieza) en cuanto a su interacción con la formación, densidad, contenido de sólidos o agentes que alteren la permeabilidad de la roca. Los principales factores a tener en cuenta durante la completación y desarrollo de estos yacimientos son:

- Mantener el pozo vivo todo el tiempo posible
- Identificación de zonas de mayor potencial
- Evitar el ahogo de la formación luego de las estimulaciones

La unidad de *coiled tubing* (CT) representa una herramienta versátil que permite optimizar tiempos operativos y realizar numerosas maniobras requeridas en la etapa de completación de pozos horizontales (McNeil 2011, Yudin 2012). La unidad de CT permite circular por directa y anular, punzar / repunzar con *hidrojet*, fijación de tapones y posterior rotado, limpieza y lavado de arena de fractura o sólidos de formación, entre otras (Nakhwa 2007, Dotsen 2009). El presente trabajo muestra la utilización de estos equipos y herramientas.

## Objetivos de la operación

Para alcanzar el objetivo geológico, se perforó un pozo de 3.720 m de profundidad (Mbbp), con una extensión horizontal de aproximadamente 600 m. La necesidad de estimular este tipo de reservorios a través de múltiples fracturas hidráulicas exige de una detallada secuencia de operaciones para comunicar las zonas que se quiere hacer producir a través de punzados especiales, colocación de tapones, operaciones selectivas de estimulación, y luego limpiar con fluidos apropiados el pozo. La unidad de *coiled tubing* fue utilizada para:

- Punzar con abrasivo en 5 zonas.
- Aislar con tapones estas zonas.
- Rotar los tapones post fracturas hidráulicas.
- Lavar hasta el fondo del pozo.

## Equipamiento utilizado

Esta operación fue realizada con una unidad CT equipada con 4.032 m de cañería de 2". En la tabla 1 se presentan las características de la tubería utilizada.

Las características generales de la unidad de CT son:

- Cabeza Inyectora Serie 800 (80.000 lb)
- BOP 3 1/16" (10.000 psi) - ID: 3.06"
- Stripper 10.000 psi
- COILED TUBING OD:2", Wall: 0.134" GT-80

Coiled Tubing	2" (50,8 mm)	Límite elástico	62.000 lbs
Pared CT	0,134"	Long. C.T.	4.032 m
ID	1.732"	Cap. int. total C.t.	38,6 bbl
Cap. int. C.T.	1.521 l/m	Cabeza inyectora	80.000 lbs
Peso	2.670 lbs/ft	BOP	10.000 psi

Tabla 1. Características de la tubería de CT utilizada en la operación.

Para la preparación de fluidos y bombeo se utilizó un *acid-master* con tanque de 4.500 lts, bomba con pistones de 3.5" y una bomba de alta presión con pistones de 4". Se utilizaron líneas y accesorios de 15.000 psi.

Se utilizó una unidad criogénica *No Fire* con una presión máxima de trabajo (con pistones de 1.625) de 10.000 psi y caudal máximo de 180.000 scf/h. Asimismo, se contó con un *Bach Mixer* para facilitar la preparación del fluido de limpieza y fluido abrasivo. Este equipo cuenta con dos trompos con agitación hidráulica de 150 bbls de capacidad. En la figura 1 se muestra la unidad de CT y equipos periféricos utilizados en la operación.



Figura 1. Unidad de CT y equipos periféricos utilizados en la completación del pozo.

## Descripción del pozo

El pozo tiene una profundidad 3.720 m con una extensión horizontal de aproximadamente 600 m. En la figura 2 se presenta el esquema y la trayectoria del pozo. La tabla 2 indica la extensión e inclinación del tramo horizontal.

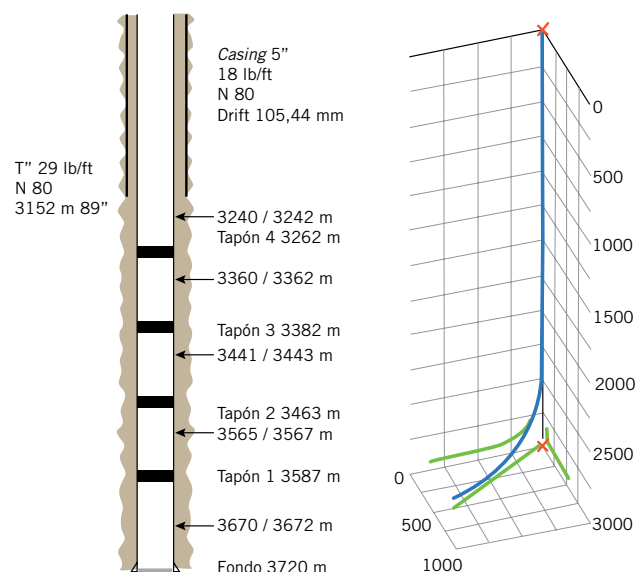


Figura 2. Esquema y trayectoria del pozo.

	Inclinación	Profundidad MD
KOP	3°	2.520 m
Sección 20°	20°	2.680 m
Sección 40°	40°	2.828 m
Sección 60°	60°	2.963 m
Sección 80°	80°	3.068 m
Sección 90°	90°	3.140 m

Tabla 2. Extensión e inclinación del tramo horizontal del pozo.

La tabla 3 resume la información de los intervalos punzados mediante “jeteo” con fluido abrasivo y la posición donde se colocaron los tapones.

Prof. Punzado		Tiros por pie	Agujeros	Prof. fijado de tapones
M	M			m
3670	3670	6	36	
3565	3567	6	36	3587
3441	3443	6	36	3463
3360	3362	6	36	3382
3240	3242	6	36	3262

Tabla 3. Intervalos punzados con “jeteo” abrasivo y ubicación de tapones.

## Descripción de fluido

Para realizar las operaciones de limpieza, punzado por jeteo y rotado de tapones, se diseñó un fluido viscoelástico de base agua preparado con polímeros sintéticos de

alto peso molecular en emulsión. El sistema presenta baja fricción y alta capacidad de arrastre de sólidos. Es estable a temperaturas de hasta 300 °F, pudiendo ser preparado con salmueras densificadas con KCl o formiato de sodio. La viscosidad del fluido se ajusta en función de las condiciones operativas del pozo, variando la carga polimérica entre 0.4 y 4% v/v. Presenta rápida disolución en agua, lo que permite su dosificación a la pasada (*on the fly*). El polímero sintético utilizado es biodegradable y no tóxico.

Este fluido genera una significativa disminución de fricción, tanto metal-metal (coeficiente de fricción en ensayo lubricidad  $\mu < 0.22 @ 2\%$ ), como en las pérdidas de presión de bombeo (hasta 50% respecto al agua). Las principales ventajas del fluido utilizado son:

- Alta capacidad de transporte de sólidos aun a bajos caudales.
- Estabilidad térmica del fluido a alta temperatura (hasta 300 °F).
- Alta disminución en las pérdidas de presión por fricción del fluido.
- Disminuye la fricción metal-metal (entre CT y casing).
- Puede ser densificado hasta 1.300 gr/lit utilizando sales solubles.
- Rápida disolución en agua (dosificación *on the fly*).

El fluido presenta un comportamiento reológico del tipo Carreau, que se caracteriza por tener bajos valores de viscosidad a altas tasas de corte (bombeo por directa), y alta viscosidad a bajas tasas de corte (retorno por anular).

MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

**SMART.Solutions**

**MWH**  
BUILDING A BETTER WORLD

Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2  
011 5274 3100  
info@mwhglobal.com.ar

mwhglobal.com



## Una historia de innovación en ingeniería

Schlumberger ha trabajado en Argentina durante más de 80 años compartiendo sus mejores prácticas y aprendiendo a superar los desafíos de la industria de los hidrocarburos: inclusive los desafíos de los recursos no convencionales. Hoy, continuamos con nuestro compromiso de fomentar la innovación tecnológica para mejorar el rendimiento de nuestros clientes.

Con una inversión de 1200 millones de dólares en investigación y desarrollo en 2012 y 125 centros de investigación e ingeniería en el mundo, Schlumberger sigue dedicada al desarrollo de tecnologías avanzadas que ayuden a sus clientes a enfrentar los desafíos de hoy, de mañana y de los próximos 80 años.

Para más información visite  
[slb.com](http://slb.com)

**Schlumberger**

Estas características hacen que el fluido presente baja pérdida por fricción durante su bombeo por el CT y buena capacidad de arrastre de sólidos, al viajar por el espacio anular entre el CT y el casing o formación, dependiendo del tipo de operación. En la figura 3 se presenta la variación de viscosidad del fluido en función de la tasa de corte (0.01 a 500 s<sup>-1</sup>), ensayado a 25 y a 65 °C.

A partir de esta información, y considerando una operación de bombeo con CT de 2" en un pozo entubado con casing de 5", la viscosidad esperada es 28 cp por el interior del CT y 300 cp por anular.

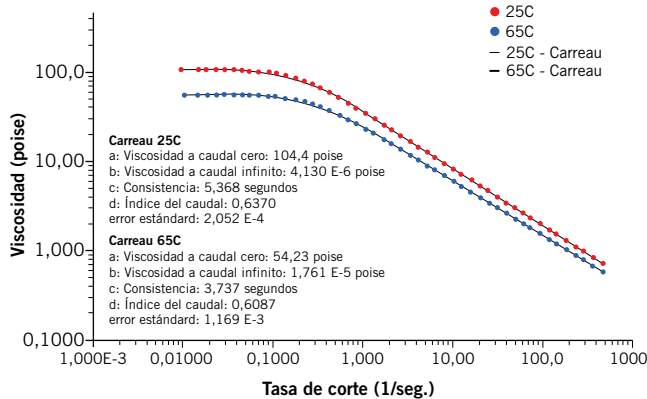


Figura 3. Variación de la viscosidad en función de la tasa de corte.

## Descripción de la operación

### Punzados especiales.

Se realizó el primer intervalo de punzados abrasivos en 3.670/3.672 m, con el siguiente BHA (ver figura 4):

Conector de mordazas externo 2.88"	0,51 m
Doble Flapper Check Valve 2.88"	0,61 m
Acelerador 2.88"	1,44 m
Tijera hidráulica 2.88"	1,24 m
Desconector hidráulico 2.88"	Bolita 3/4" 19.05 mm, 0,68 m
Jet punzado 6tpp 60° 0.5"	Bolita 5/8" 15.87 mm, 0,77 m

Diámetro de la herramienta (pulgadas)	Diámetro interior de la herramienta (pulgadas)	Diagrama de la herramienta	Longitud (pies)	Descripción	Conexión (Par de enroscado)	Bola
2,88	1,13		1,60	Conector tipo mordaza exterior, rosca F1,75" OD	Espiga hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 libras pie)	
2,88	1,00		1,41	Válvula dual de contrapresión	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie) x espiga hacia abajo 2 3/8" PAC	
2,88	0,69		2,24	Desconector hidráulico	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie) x espiga hacia abajo 2 3/8" PAC	3/4" (750)
2,88	0,44		2,38	Jet de punzado abrasivo en espiral con 6 aberturas @ 60°	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie) x espiga hacia abajo 2 3/8" PAC	5/8" (625)
2,88	0,40		0,54	Orificio de descarga del asiento de la bolilla	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 libras pie)	1/2" (500)

Figura 4. Esquema del BHA utilizado para el punzado abrasivo con CT.

Una vez montada la cabeza inyectora del CT sobre el conjunto de boca de pozo, se efectúan las pruebas de presión según los procedimientos estándares.

# SIAM ARCON

BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO  
 DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.





Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m<sup>3</sup>/día y presiones hasta 350 Kg/cm<sup>2</sup>.

**Base Neuquén**

Emilio Bellenguer N° 3025  
 Pque. Industrial (Este)  
 Tel: (54) 0299-441-3831  
[siam-neuquen@metales-arcon.com.ar](mailto:siam-neuquen@metales-arcon.com.ar)

**Planta Industrial**

Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda  
 Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina  
 Tel: (54-11) 4203-0011  
[ventas@metales-arcon.com.ar](mailto:ventas@metales-arcon.com.ar)  
[www.siam-arcon.com.ar](http://www.siam-arcon.com.ar)

**Base Comodoro Rivadavia**

Cagliero N° 112  
 Tel: (54) 0297-446-0802  
[arconcomodoro@sinctis.com.ar](mailto:arconcomodoro@sinctis.com.ar)



**AESA**

**65**  
Años

**CONSTRUYENDO  
JUNTOS EL FUTURO  
CON ENERGÍA**

INGENIERÍA  
FABRICACIÓN  
CONSTRUCCIÓN  
SERVICIOS

[aesa.com.ar](http://aesa.com.ar)

YPF - Proyecto Nueva Unidad Coque A  
Refinería La Plata, Buenos Aires, Argentina



Se comienza a bajar el CT hasta pasar la profundidad de punzado circulando a mínimo caudal, y luego se levanta el CT dejándolo en tensión en la profundidad requerida para el primer intervalo de punzado. Se marca el CT en este intervalo para usar como referencia en los siguientes punzados.

Una vez que el CT está en la profundidad deseada, se posiciona el carretel del CT de modo de poder lanzar bola de acero de 5/8" que habilita el jet de punzado; una vez lanzada la bola, se comienza a bombear hasta asegurarse de que haya salido del carretel y subido al cuello de Cisne, continuando el bombeo hasta antes de hacer asiento. Al asegurar que la bola asentó, se continúa presionando hasta cortar los pines con 4,000 psi (+/- 15%).

Se continúa bombeando a caudal de trabajo un volumen completo de CT para quitar el movimiento de oscilación y el *balouning* de la tubería de CT. Luego, se comienza a bombear el fluido abrasivo con 30-40 Cp (viscosidad @ temp. de fondo) y 1 ppg de arena malla 100 al caudal establecido de acuerdo a los agujeros de la herramienta (0,5 bpm por agujero) velocidad de salida de los jets 500/600 ft/sec por 5 minutos por intervalo. Finalizado el bombeo, se desplaza con 5 o 10 barriles de fluido más agua la capacidad del CT para remover cualquier remanente de arena del CT previo a comenzar a sacar a superficie.

Finalizado el desplazamiento, se saca el CT a superficie, se bombea a mínimo caudal para mantener el pozo y CT lleno. Una vez en superficie, se desmonta la cabeza

inyectora y herramientas. Se inspeccionan las mismas para dejarlas listas para la siguiente carrera.

### Colocación de tapones y punzado abrasivo subsiguiente.

Se arma en boca de pozo el siguiente BHA:

Conector de mordazas externo 2.88"	0,51 m
Doble Flapper Check Valve 2.88"	0.61 m
Acelerador 2.88"	1.44 m
Tijera hidráulica 2.88"	1.24 m
Desconector hidráulico 2.88"	Bolita 3/4" 19.05 mm, 0.68 m
Jet punzado 6tpp 60° 0.5"	Bolita 5/8" 15.87 mm, 0.77 m
Setting tool hidráulico 2.88"	Bolita 1/2" 12.7 mm, 0.74 m
Adapter kit 2.88"	0.53 m
Tapón 98 mm	0.72 m
Longitud total BHA	+/- 7.21 m

Se introduce el BHA dentro del lubricador y se conecta la brida adaptadora. Se equalizan presiones y luego se abre el pozo. Se coloca el odómetro en cero y profundiza a 5 ft/min hasta pasar BDP, y luego a 40 ft/min hasta 1.000 m, donde se realiza *Pull test*. Se sigue profundizando repitiendo *Pull test* cada 1.000 m. Se registra toda la operación.

Se profundiza hasta alcanzar la posición de fijado de tapón. Una vez que el CT está en la profundidad deseada, se posiciona el carretel de modo de poder lanzar bola de

## KERUI PETROLEUM EQUIPMENT & SERVICES

**Fabricante de Maquinaria para la industria del Petróleo**  
Equipos de torre ,equipos de control de pozo, wellhead, compresor de gas natural, unidad de cementación, unidad de tubería flexible, generador de nitrógeno, etc.

---

**Servicios Técnicos Integrados**  
Perforación y Reacondicionamiento  
Desarrollo de yacimientos marginales

---

**Contratistas de Proyectos EPC Oil y Gas**  
Tratamiento de gas natural y uso completo  
Recolección y tratamiento de Oil y Gas





Address: Carlos Pellegrini 1363, piso 1 UF 2, Buenos Aires.  
 Contacts: gaosen@keruigroup.com Tel:1126498922  
 marcelo@keruigroup.com Tel:1126361606  
 Web: www.keruigroup.com/es

**KERUI**  
KERUI PETROLEUM



a. marshall moffat®

SINCE 1952

# UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000

**INDURA**  
*Ultra Soft*



A. MARSHALL MOFFAT S.A.  
ISO 9001:2000  
A 16788

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS  
**0800-222-1403**

Av. Patricios 1959 (1266)  
Capital Federal - Buenos Aires  
[www.marshallmoffat.com](http://www.marshallmoffat.com)

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



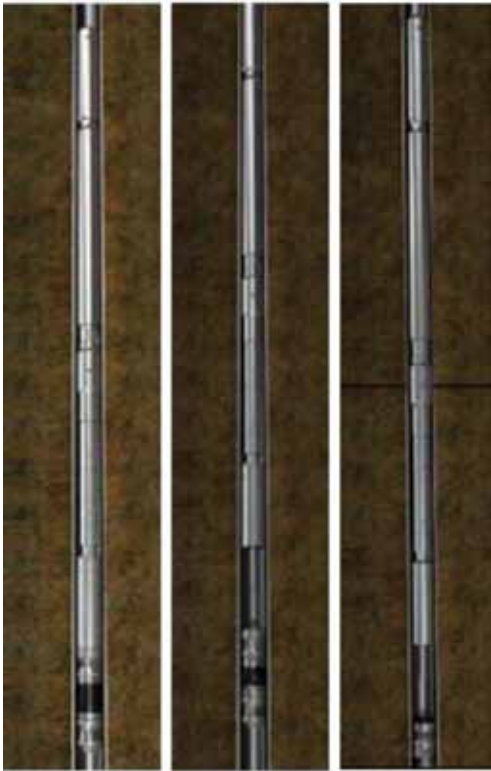


Figura 5. Ilustración esquemática de la maniobra de fijado de tapón y punzado con jet abrasivo.

acero de 1/2" que acciona el Setting Tool hidráulico que fija el tapón mecánico. Una vez lanzada la bola, se comienza a bombear hasta asegurar que haya salido del carretel y subido al cuello de cisne, continuando el bombeo hasta antes de hacer asiento.

Presurizar hasta +/- 4.500 psi para fijar tapón. Una vez fijado el tapón verificar si está en posición. Se realiza prueba de hermeticidad con 2.500 psi y se registra. Se levanta el CT hasta la nueva posición de punzado. Se marca el CT en este intervalo para usar como referencia en los siguientes punzados.

Una vez que el CT está en la profundidad deseada, se posiciona el carretel del CT de modo de poder lanzar bola de acero de 5/8", que habilita el Jet de punzado 6tpp-60° 0.5"; una vez lanzada la bola, se comienza a bombear hasta asegurarse que haya salido del carretel y subido al cuello de cisne, continuando el bombeo hasta antes de hacer asiento, al asegurarse que la bola asentó. Se continua presionando hasta cortar los pines con 4,000 psi (+/- 15%).

Se continúa bombeando a caudal de trabajo un volumen completo de CT para quitar el movimiento de oscilación y el *balouning* de la tubería de CT. Se comienza a bombear la mezcla abrasiva de gel 30-40 Cp de viscosidad y 1 libra por galón de arena malla 100 al caudal establecido de acuerdo a los agujeros de la herramienta (0,5 bpm por agujero); velocidad de salida de los jets 500/600 pies por segundo por 5 minutos por intervalo (preparar en Bach Mixer 180 bbl de fluido abrasivo 30/40 cp con una carga de 1 ppg de arena malla 100, comenzar bombeo de slurry a 3 bpm para realizar punzado).

Finalizado el bombeo de la mezcla, se desplaza con 5 o 10 barriles de gel más agua la capacidad del CT para sacar

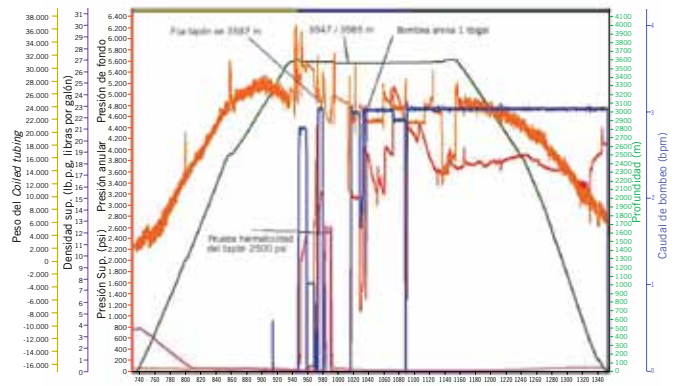


Figura 6. Registro de la operación de fijado del tapón, prueba de hermeticidad, posicionamiento y accionamiento del jet para realizar los punzados.

cualquier remanente de arena en el CT previo a comenzar a sacar a superficie. Finalizado el desplazamiento se saca el CT a superficie, se puede ir bombeando a mínimo caudal para mantener el pozo y CT lleno.

Una vez en superficie, se acondiciona el Setting Tool hidráulico con un nuevo tapón, se cambia el Jet de punzado y se monta nuevamente el BHA dentro de los lubricadores 4 1/16 10kpsi, para estar listos para la etapa subsiguiente de fijado de tapón y punzado, se cierra la válvula para realizar fractura hidráulica.

En la figura 5 (izquierda) se muestra esquemáticamente el viaje del CT con BHA para posicionamiento del tapón y punzado. En la figura 5 (centro) se esquematiza el despegue del tapón del Setting Tool (fijado del tapón) y en la figura 5 (derecha) se esquematiza el accionamiento del jet de punzado (punzado abrasivo).

En la figura 6 se observa la carta registro de la operación de fijado del tapón en 3.587 m, la prueba de hermeticidad con 2.500 psi, y luego el posicionamiento y accionamiento del jet para realizar los punzados abrasivos en 3.567 / 3.565 m (Caudal 3 bpm, Slurry fluido 30/40 cp con una carga de 1 ppg de arena malla 100).

En la figura 7 (izquierda) se observa el jet de punzado entrando en los lubricadores 4 1/16" 10kpsi. En la figura 7 (derecha) se observa el jet de punzado + Setting Tool hidráulico.

En la figura 8 se observa el tapón para 5" 18lb/ft con el Adapter Kit montado en el Setting Tool hidráulico entrando en los lubricadores 4 1/16" 10kpsi.



Figura 7. Jet de punzado entrando en los lubricadores 4 1/16" 10kpsi (izquierda); jet de punzado con Setting Tool hidráulico.



**LA SABIDURÍA EN RECURSOS  
NO CONVENCIONALES NO  
TIENE PRECIO.**

**Y ESTA A SU DISPOSICIÓN PARA SER CONSULTADA CUANDO  
SE REÚNA CON EL EQUIPO TÉCNICO DE HALLIBURTON.**

Donde quiera que se encuentren sus yacimientos no convencionales, los equipos técnicos de Halliburton están preparados para entender sus desafíos y discutir nuestras tecnologías probadas, nuestros flujos de trabajo exclusivos y soluciones integradas.

Para conocer más, por favor visítenos en [halliburton.com](http://halliburton.com) ➤

**HALLIBURTON**

Solving challenges.™



Figura 8. Tapón de 5" 18 lb/ft con Adapter Kit montado en el Setting Tool.

Al extraer la herramienta de punzado por *jet* se observa que la misma presenta desgaste erosivo causado por la abrasión producto del rebote de la arena malla 100 durante el proceso de punzado (ver figura 9).



Figura 9. Desgaste erosivo causado por el rebote de la arena malla 100 en la herramienta durante el proceso de punzado.

### Rotado de tapones post fracturas hidráulicas

Se prepara en boca de pozo el siguiente BHA para realizar la rotación de tapones:

Conector de mordazas externo 2.88"	
Doble Flapper Check Valve 2.88"	
Acelerador 2.88"	
Tijera 2.88"	
Unión de seguridad hidráulica 2.88"	Bolita 3/4" 19.05 mm
Sub de circulación 2.88"	Bolita 5/8" 15.875 mm
Motor de fondo 2.88"	
Fresa OD: 105 mm	
Longitud total BHA	+/- 8.28 m

En la figura 10 se presenta en forma esquemática el BHA utilizado para la operación de rotado de tapones. En la figura 11 se observa el BHA de rotación utilizado en la operación.

Diámetro exterior de la herramienta	Diámetro interior de la herramienta	Diagrama de la herramienta	Longitud (pies)	Descripción	Conexión (par de enroscado)	Bolita a lanzar
2,88	1,13		1,60	Conector tipo mordaza exterior, rosca F/1.75 OD	Espiga hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	1,00		1,41	Válvula dual de contrapresión	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	0,88		4,79	Acelerador HZ	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	0,88		4,79	Tijera HZ	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
2,88	0,69		2,24	Desconector hidráulico	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	3/4" (750)
2,88	0,56		1,58	Sustituto de división de la circulación	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	5/8" (625)
2,88			13,18	Motor con sección motriz convencional	Caja hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie) por espigo hacia abajo 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	
4,13			1,20	Fresa	Espiga hacia arriba 2 3/8" PAC (2300 lb/pie)	

Figura 10. Esquema del BHA utilizado para la operación de rotado de tapones.



Figura 11. BHA de rotación utilizado en la operación.

Se introduce el BHA dentro del lubricador y se conecta brida adaptadora. Se equaliza presión y luego se abre el pozo. Colocamos en cero el odómetro y se profundiza a 5 ft/min hasta pasar BDP, y luego a 50/60 ft/min hasta 1.000 m, donde se realiza *Pull test*. Se continúa profundizando hasta 2.000 m y repite *Pull test*. Se continúa profundizando hasta alcanzar el tope de arena +/-3600, y se realiza prueba de tensión tomando registro.

Se levanta el CT en 3.500 m y accionar motor de fondo con los siguientes parámetros:

Caudal agua tratada%:	Q = 3 - 4 bpm
Presión diferencial:	750 psi
Presión de trabajo:	3.500 / 4.200 psi
Caudal nitrógeno:	250 scfm/bbl bombeado contingencia

Una vez estabilizado el retorno, se comienza a profundizar y lavar arena hasta contactar el tapón; se desplaza en fluido hasta su completa remoción en superficie (fondo arriba).

Se comienza a rotar el tapón controlando el peso de la sarta. Durante esta operación se efectúan bacheos de 5 m<sup>3</sup>

# Una Industria Argentina para el Mercosur



En Compañía Mega modernos procesos tecnológicos permiten aprovechar los componentes ricos del gas natural. El etano producido constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina. El propano, butano y gasolina natural, por su parte, son exportados a diferentes mercados.



#### **BUENOS AIRES**

San Martín 344, 10 piso  
(CP1004AAH)  
Ciudad de Buenos Aires  
Tel.: (54-11) 5441-5876/5746  
Fax: (54-11) 5441-5872/5731

#### **PLANTA NEUQUÉN**

Ruta Provincial 51, Km. 85  
(Q8300AXD) Loma La Lata  
Pcia. de Neuquén  
Tel.: (54-299) 489-3937/8  
Fax: int. 1013

#### **PLANTA BAHÍA BLANCA**

Av. del Desarrollo Presidente Frondizi s/n  
(Q8300AXD) Puerto Galván  
Provincia de Buenos Aires  
Tel.: (54-291) 457-2670  
Fax: (54-291) 457-2471





Figura 12 (izquierda). Dispositivo *Debris Catcher* utilizado en la operación de rotado; (derecha) recortes de los tapones extraídos durante la operación.

de fluido gelificado, para levantar relleno/recortes y poder aplicar más peso a la sarta por disminución de fricción metal-metal. Se rota cuidadosamente a bajas velocidades de penetración, repasando la zona lavada y acompañando los recortes hasta +/- 2.900 m (60° desviación).

Se controla la circulación efectiva en todo momento y verifica que lo que se está lavando sale efectivamente a superficie. Para esto, se cuenta con un dispositivo de superficie denominado *Debris Catcher* que cuenta con filtros donde se retiene el material removido del pozo. En la figura 12 (izquierda) se muestra el dispositivo *Debris Catcher* utilizado en la operación de rotado. En la figura 12 (derecha) se observan los recortes de los tapones extraídos durante la operación.

Dado que toda la operación se realiza con el anular restringido para controlar el pozo, se controla periódicamente el *Choke Manifold* para verificar el estado de los orificios. Se controla el nivel de la pileta de retorno para verificar si el pozo está admitiendo o aportando.

Una vez rotado el primer tapón, y asegurado que los recortes del primer tapón están fuera del pozo, se continúa profundizando hasta contactar posible tope de arena sobre próximo tapón. Se repite el procedimiento anterior hasta rotar todos los tapones. Una vez logrado el objetivo, se lava la cámara hasta el fondo del pozo +/-3.720 m. Se desplaza el fluido hasta realizar fondo arriba.

## Conclusiones

- Se punzaron las 5 zonas de interés con sistema jet abrasivo con éxito.
- Se fijaron hidráulicamente los 4 tapones 5" 18lb/ft para aislar las zonas con éxito.
- La eficiencia de las operaciones de punzado abrasivo fueron muy buenas, observando menores pérdidas de presión por fricción en las fracturas hidráulicas.
- Se rotaron los 4 tapones post fracturas hidráulicas y se lavó el fondo con muy buena eficiencia en una sola carrera de motor de fondo y fresa.
- Se lograron todos los objetivos de la operación.

- El fluido utilizado cumplió con todos los requerimientos de fricción y transporte de recortes en el tramo horizontal.
- A partir de esta experiencia, se establecieron procedimientos para aplicar en próximos pozos similares. ■

## Referencias

- Fraser McNeil, Asif Ehtesham y Paul Gracey, SPE 146413. "Innovative Method of Gas Shale Well Intervention with Coiled Tubing/Joined Tubing Hybrid String", presentado ante la SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 2011.
- A. Yudin, K. Burdin, D. Yanchuk, A. Nikitin, I. Bataman, A. Serdyuk, N. Mogutov y S. Sitdikov. *Coiled Tubing Reduces Stimulation Cycle Time by More Than 50% in Multilayer Wells in Russia*, SPE 154386, SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 2012.
- A. D. Nakhwa, S.W. Loving y A. Ferguson. *S.N. Shah, Oriented Perforating Using Abrasive Fluids through Coiled Tubing*, SPE 10.2118, SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, U.S.A, 2007.
- Thomas Dotson, James Farr y Earle Findley. *Advances In Sand Jet Perforating*, SPE 10.2118, SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Denver, Colorado, 2009.

## Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a San Antonio Internacional por promover la divulgación del presente trabajo. Agradecemos al personal de ingeniería y operaciones de SAI, que estuvo involucrado en completaciones con CT de yacimientos no convencionales. Finalmente, queremos agradecer a la empresa operadora Apache por su confianza en los servicios de CT de SAI y en el soporte del personal afectado al mismo.

# UNA MISIÓN CUMPLIDA ES UN NUEVO COMIENZO

EXPERTOS EN REFINERIAS Y PLANTAS PETROQUIMICAS CON 450 PLANTAS DESARROLLADAS

En Techint, nos comprometemos con cada uno de nuestros clientes, brindando servicios integrales, desde la ingeniería hasta la construcción, cuidando el ambiente y el bienestar de las comunidades.

Diseñamos y construimos en forma integral refineries y plantas petroquímicas de diferentes magnitudes y características, implementando las más diversas tecnologías.

Desde 1946 cumplimos con todas las misiones que nos confiaron. Y seguimos adelante, siempre con la pasión de un nuevo comienzo.

- ▲ Más de 65 años de experiencia en ingeniería y construcción
- ▲ Presencia en 45 países
- ▲ 3.500 proyectos cumplidos

@Techint\_Eng\_Con  
[www.techint-ingenieria.com](http://www.techint-ingenieria.com)



**TECHINT**  
Ingeniería y Construcción