

OPTIMIZACIÓN DE COMPLETACIONES DE POZOS HORIZONTALES DE GAS NO CONVENCIONAL CON COILED TUBING

A. Rivera, M. Flores y L. Sanchez

San Antonio Internacional

arivera@sanantoniointernacional.com

mflores@sanantoniointernacional.com

lsanchez@sanantoniointernacional.com

Sinopsis

Con la explotación de yacimientos no convencionales con rocas reservorio tight sand y shale surge la necesidad de emplear equipamiento especial y técnicas de trabajo no comunes en nuestro país. El presente trabajo muestra la utilización de estos equipos y herramientas.

Para alcanzar el objetivo geológico se perforó un pozo de 3720 m de profundidad (mbbp) con una extensión horizontal de 600 m. La necesidad de estimular este tipo de reservorios con permeabilidades de milidarcies e incluso nanodarcies a través de múltiples fracturas hidráulicas exige de una detallada secuencia de operaciones para comunicar las zonas a producir a través de punzados especiales, colocación de tapones, operaciones selectivas de estimulación y luego limpiar con fluidos apropiados el pozo, exponiendo todas las zonas estimuladas. Las operaciones de aislación entre etapas y limpieza se llevaron a cabo con una unidad de coiled tubing. El trabajo presenta los aspectos operativos contemplados para la optimización de la completación y las consideraciones en el diseño del fluido utilizado para esta operación, teniendo en cuenta las condiciones de alta temperatura y presión existentes en la formación de interés.

Introducción

El progreso de las tecnologías de perforación y completación han permitido que el gas y 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 la explotación 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/re-punzar con hidrojet, fijación de tapones y posterior rotado, limpieza y lavado de arena de fractura o sólidos de formación entre otras (Nakhwa 2007, Dotson 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 3720 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 a 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 Coiled Tubing equipada con 4032 m de cañería de 2". En la tabla 1 se presentan las características de la tubería utilizada.

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

Coiled Tubing	2" (50.8 mm)	Límite elastico	62000 lbs
Pared CT	0.134"	Long. C.T.	4032 m
ID	1.732"	Cap.int.total C.T	38.6 bbl
Cap.int. CT	1.521 lts/m	Cabeza Inyectora	80000 lbs
Peso	2.670 lbs/ft	BOP	10000 psi

Las características generales de la unidad de CT son:

- Cabeza Inyectora Serie 800 (80000 lb)
- BOP 3 1/16" (10000 psi) - ID: 3.06"
- Stripper 10000 psi
- COILED TUBING OD:2", Wall: 0.134" GT-80

Para la preparación de fluidos y bombeo se utilizó un Acid-Master con tanque de 4500 lts, bomba con pistones de 3.5" y una bomba de alta presión con pistones de 4". Se utilizaron líneas y accesorios de 15000 psi.

Se utilizó una unidad criogénica No Fire con una presión máxima de trabajo (w/ 1.625 pistones) de 10,000 psi y caudal máximo de 180,000 scf/h. Así mismo, 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 3720 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.

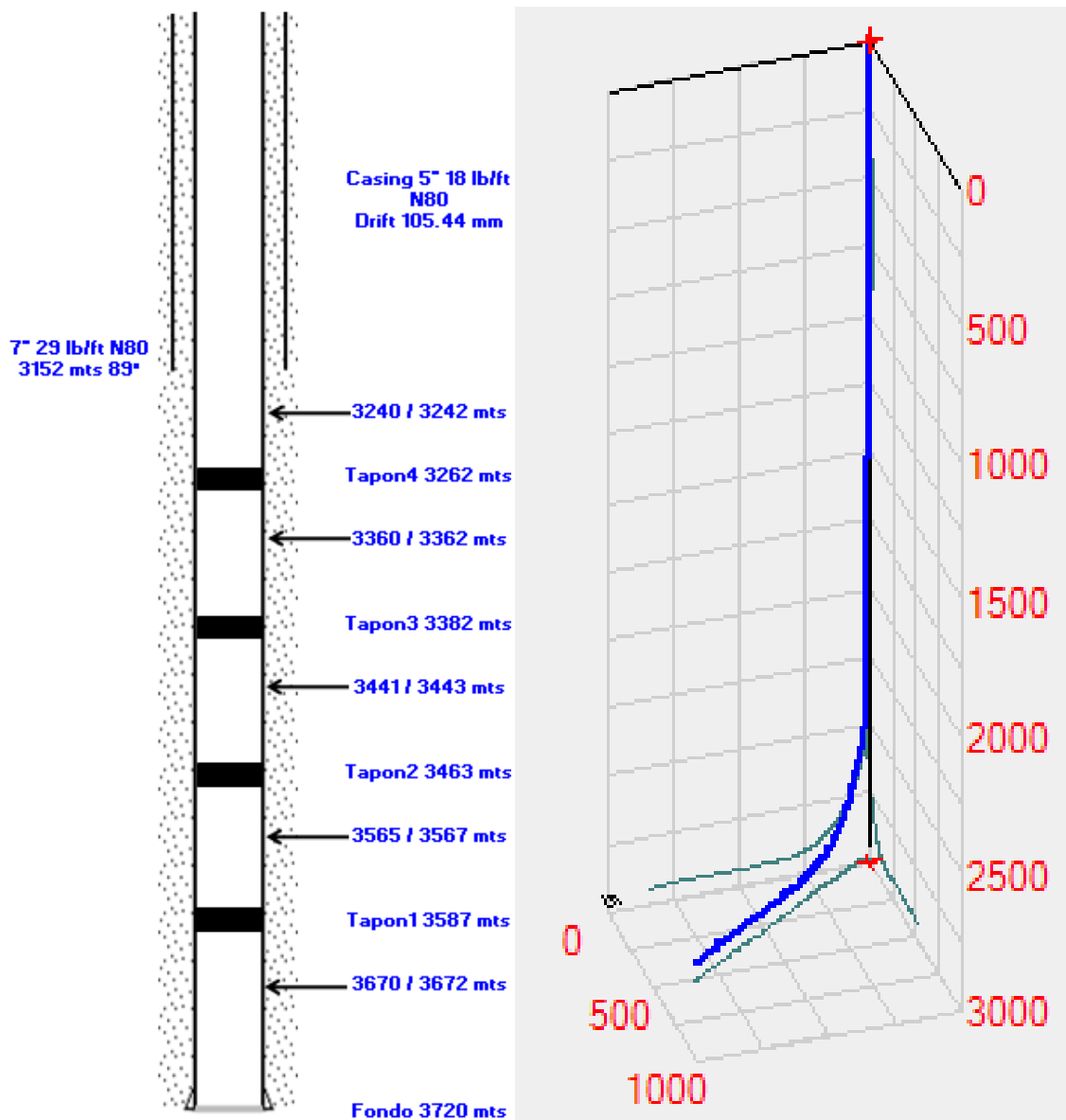


Figura 2. Esquema y trayectoria del pozo.

Tabla 2 Extensión e inclinación del tramo horizontal del pozo.

	Inclinación	Profundidad MD
KOP	3°	2520 m
Sección 20°	20°	2680 m
Sección 40°	40 ^a	2828 m
Sección 60°	60 ^a	2963 m
Sección 80°	80 ^a	3068 m
Sección 90°	90 ^a	3140 m

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

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

Prof. Punzado		Tiros por Pie	Agujeros	Prof. Fijado de Tapones
<i>m</i>	<i>m</i>			m
3670	3672	6	36	
3565	3567	6	36	3587
3441	3443	6	36	3463
3360	3362	6	36	3382
3240	3242	6	36	3262

Descripción de fluido

Para realizar las operaciones de limpieza, punzado por jeteo y rotado de tapones se diseñó un fluido viscoelástico 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 aún 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 1300 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). 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⁻¹), 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.

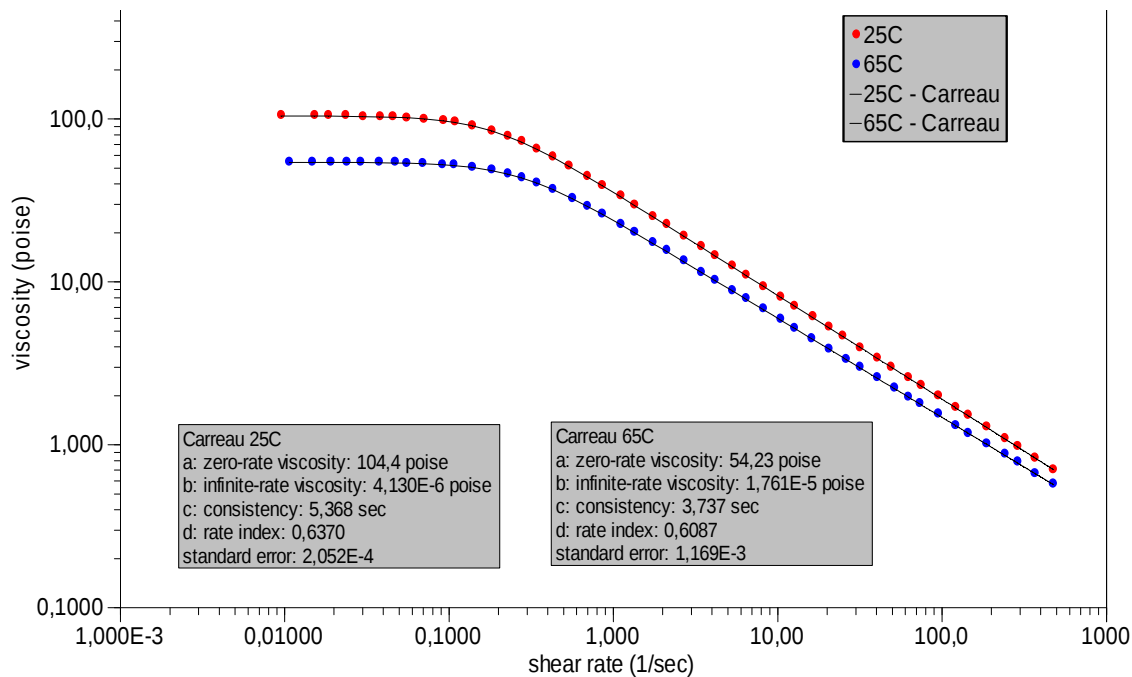


Figura 3. Variación de la viscosidad en función de la tasa de corte.

Descripción de la Operación.

Punzados Especiales. Se realizo el primer intervalo de punzados abrasivos en 3670/ 3672 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 mts
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

Tool OD (in.)	Tool ID (in.)	Tool Diagram	Length (ft.)	Description	Connection (Make-Up Torque)	Drop Ball
2.88	1.13		1.60	External Slip Type Connector f/ 1.75" O.D. Coil	2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	
2.88	1.00		1.41	Dual Back Pressure Valve	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	
2.88	0.69		2.24	Hydraulic Disconnect	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	3/4" (.750)
2.88	0.44		2.38	Spiral Abrasive Perforator w/ (6) Ports @ 60°	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	5/8" (.625)
2.88	0.40		0.54	Ball Seat Wash Nozzle	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs)	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.

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 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 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 ballooning 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 6tp 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 mts
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 ecualiza 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 1000 m donde se realiza Pull Test. Se sigue profundizando repitiendo Pull test cada 1000 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 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 +/- 4500 psi para fijar tapón. Una vez fijado el tapón verificar si está en posición. Se realizar prueba de hermeticidad con 2500 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 6tp-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 ballooning de la tubería de CT. Se comienza a bombear la mezcla abrasiva de gel 30-40 Cp de viscosidad y 1 ppg pound 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 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).

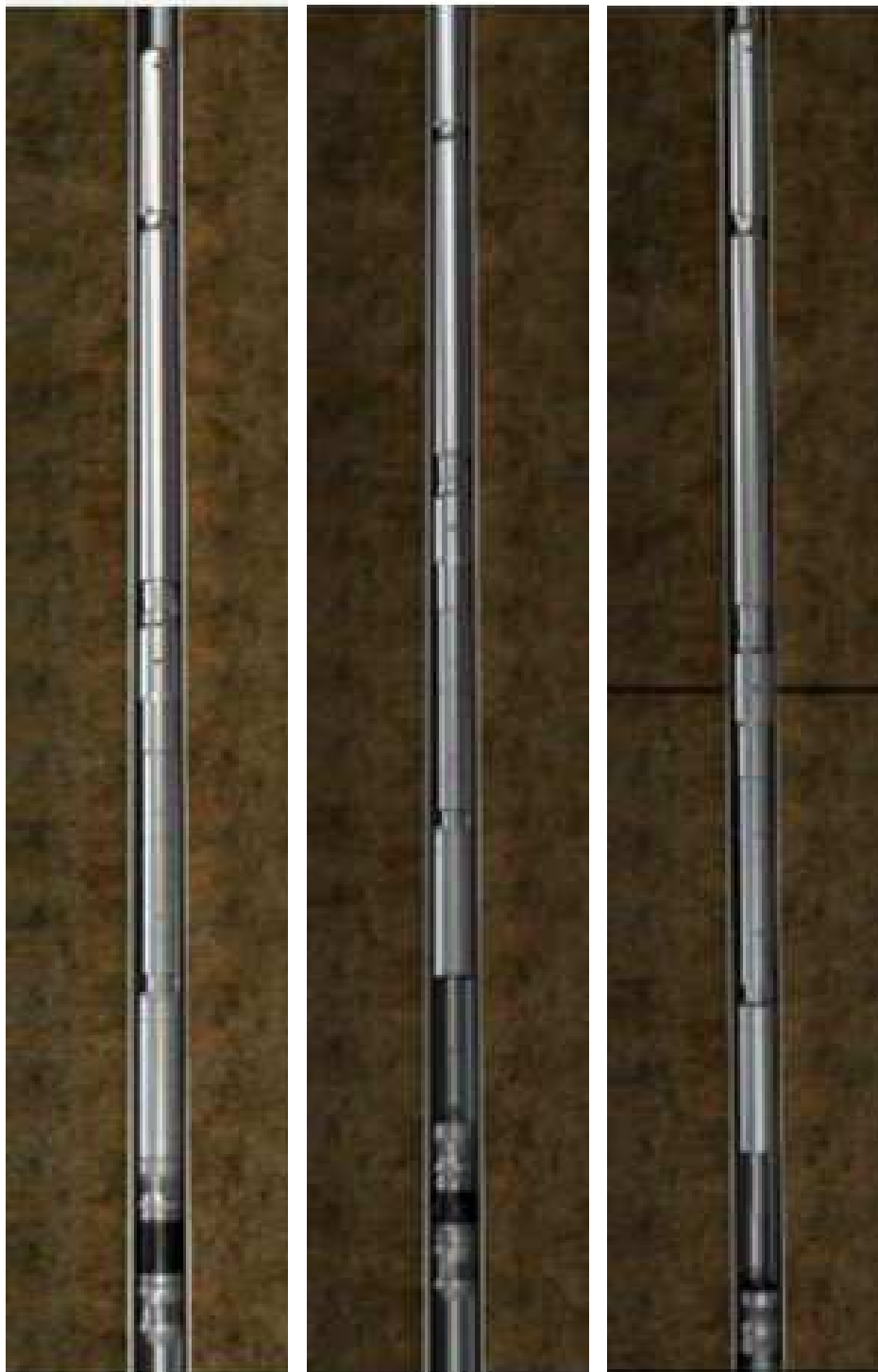


Figura 5. Ilustración esquemática de la maniobra de fijado de tapón y punzado con jet abrasivo.

En la figura 6 se observa la carta registro de la operación de fijado del tapón en 3587 m, la prueba de hermeticidad con 2500 psi y luego el posicionamiento y accionamiento del jet para realizar los punzados abrasivos en 3567 / 3565 m (Caudal 3 bpm, Slurry fluido 30/40 cp con una carga de 1 ppg de arena malla 100).

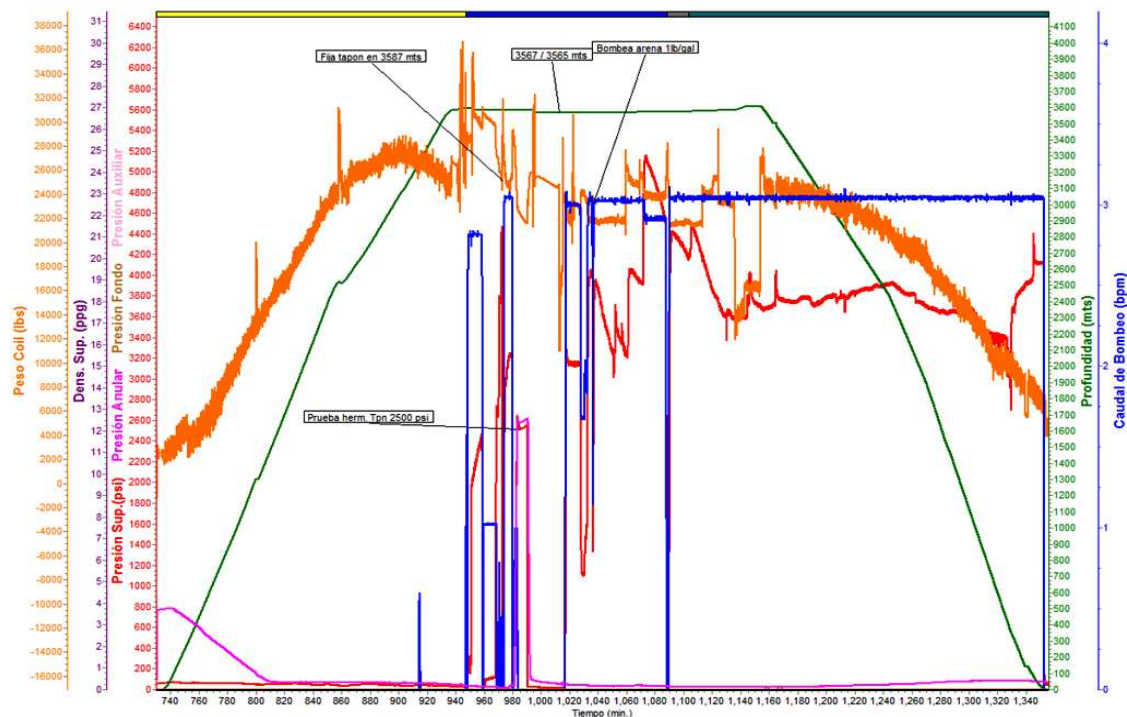


Figura 6. Registro de la operación de fijado del tapón, prueba de hermeticidad, posicionamiento y accionamiento del jet para realizar los punzados.

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.



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

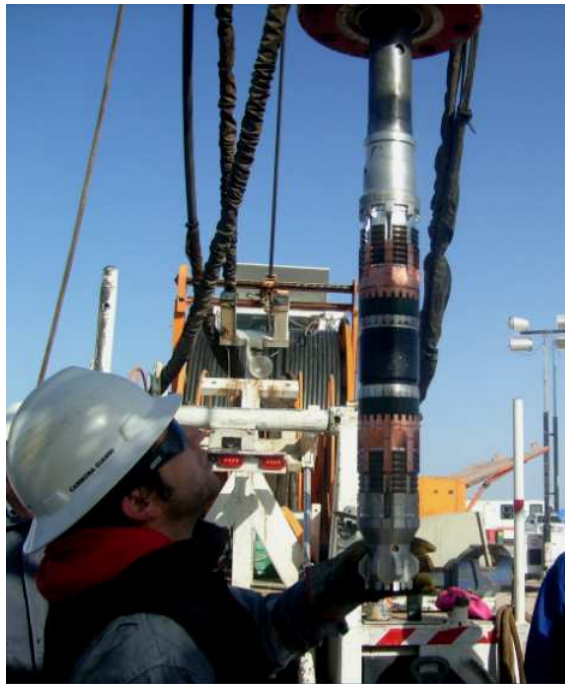


Figura 8. Tapón de 5" 18 lb/ft con Adapter Kit montado en el Setting Tool.

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.

Tool OD (in.)	Tool ID (in.)	Tool Diagram	Length (ft.)	Description	Connection (Make-Up Torque)	Drop Ball
2.88	1.13		1.60	External Slip Type Connector #1 1.75" O.D. Coil	2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	
2.88	1.00		1.41	Dual Back Pressure Valve	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	
2.88	0.88		4.79	HZ Accelerator	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	
2.88	0.88		4.79	HZ Impact Jar	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	
2.88	0.69		2.24	Hydraulic Disconnect	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	3/4" (.750)
2.88	0.56		1.58	Diverting Circulating Sub	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Pin Dn (2,300 Ft/Lbs)	5/8" (.625)
2.88			13.18	Motor w/ Conventional Power Section	2-3/8" PAC Box Up (2,300 Ft/Lbs) x 2-3/8" PAC Box Dn (2,300 Ft/Lbs)	
4.13			1.20	Fresa	2-3/8" PAC Pin Up (2,300 Ft/Lbs)	

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 ecualiza 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 1000 m donde se realiza Pull Test. Se continúa profundizando hasta 2000 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 3500 m y accionar motor de fondo con los siguientes parámetros:

Caudal Agua Tratada%:	Q = 3 - 4 bpm
Presión diferencial:	750 psi
Presión de trabajo:	3500 / 4200 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 m3 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 +/- 2900 m (60° desviación).

Se controla la circulación efectiva en todo momento y verifica que lo que se está lavando esta saliendo 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.



Figura 12 (izquierda). Dispositivo Debris Catcher utilizado en la operación de rotado, (derecha) 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 continua 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 +/-3720 mts. 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 and Paul Gracey, SPE 146413, "Innovative Method of Gas Shale Well Intervention with Coiled Tubing/Jointed Tubing Hybrid String", presented at the 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, 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, and 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, and 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.