

Uso de tapones de composite en completaciones de pozos de gas

Por **Edgardo R. Alfaro**,
Petrobras Argentina SA

El auge del desarrollo de los campos de gas de baja permeabilidad llevó a incorporar innovadoras aplicaciones tecnológicas, herramientas y técnicas convencionales. En este marco, la aplicación de los tapones de composite abre una nueva alternativa en los estilos de completación

*Trabajo seleccionado
por la Comisión de Perforación*

Dado el auge del desarrollo de los campos de gas de baja permeabilidad (*tight gas sand*), se hizo necesaria la implementación de herramientas y técnicas especiales de completación. En estos casos, estas se complementaron con innovadoras aplicaciones tecnológicas y, de este modo, arrojaron resultados muy satisfactorios. La premisa fundamental de la metodología de completación en estos campos es la de “no ahogar el nivel productivo estimulado”. El ahogo o “matado” del nivel productivo supone un daño que, a menudo, es irreversible y genera pérdidas de producción considerables.



En este marco, la aplicación de los tapones de composite abre una nueva alternativa en los estilos de completación. Combinar tapones ciegos con tapones de bola permite optimizar las operaciones manteniendo la premisa del llamado “pozo vivo”. Además, la rotación y la limpieza de ellos es práctica, fácil y rápida con ensambles de rotación convencionales de *coiled tubing* (motor de fondo y fresa de diseño especial) y con la ayuda de fluido nitrificado. En áreas de gas, se ha incrementado el uso de estos tapones, cuya cantidad varía de dos a siete según la complejidad de la operación.

Este trabajo tiene por finalidad presentar el modo de uso, los problemas encontrados, las soluciones aplicadas y el método de limpieza, factores que han posibilitado una importante optimización del tiempo operativo de pozos y producido un gran número de fracturas.

Introducción

El auge del desarrollo de los campos de gas cerrados (*tight gas sand*) generó la investigación de nuevas técnicas aplicables a las completaciones. Las innovaciones tecnológicas unidas a los métodos tradicionales o convencionales se complementaron para dar como resultado nuevos métodos de completación destinados a reservorios que se denominan “multiarenas”.

La búsqueda y revisión de la tecnología de tapones de composite aplicables permitió encontrar un método confiable de completación para evitar o minimizar el problema de ahogar las zonas estimuladas y disminuir el riesgo de daño, teniendo en cuenta la consecuente pérdida de productividad de las capas de gas. Gracias a ellos, fue posible eliminar el uso de tapones recuperables, que, en caso de problemas, derivaban hacia pescas de herramientas muy complejas y pérdida de días operativos, e implicaban altos costos.

Las alternativas técnicas generaron nuevas formas de aplicación de los tapones justamente para el ambiente de pozo productor de gas. Dada la variedad de las opciones y a raíz de diversas situaciones operativas, se debió ajustar la aplicación con distintas combinaciones y alternativas.

El uso de los tapones trajo como consecuencia problemas operativos, que fueron resueltos durante la propia operación. Para minimizar el riesgo de fallas, estas situaciones operativas deben estar perfectamente identificadas antes de usar los tapones.

El análisis de un caso histórico, acompañado de las lecciones aprendidas, muestra la versatilidad del proceso operativo, la facilidad con que se eliminan los tapones internos del pozo para ponerlo en producción y finalmente las conclusiones que permiten usarlos con seguridad en las futuras operaciones.

Tecnología de tapones de composite

La industria petrolera presenta diversos diseños de tapones. Estos pueden dividirse en dos grupos:

- Tapones con pasaje interior, con bola sellante
- Tapones ciegos o sin pasaje interior

Los tapones están contruidos con materiales especiales –plástico, fibras, resinas y cerámica– para rotarlos fácilmente, sin utilizar elementos adicionales. El elemento aislante es una combinación de gomas empaquetadoras de alta resistencia que, al comprimirse durante el proceso de fijación, generan el aislamiento por encima y por debajo del tapón.

Un punto clave del diseño de los tapones consiste en las mordazas de fijación. Estas mordazas están diseñadas con pastillas de cerámica, que se colocan sobre su cuerpo, y con un determinado ángulo para poder “fijarse” en el interior de la tubería de revestimiento (*casing*). Asimismo, el tapón tiene mordazas superiores, en las que las pastillas están orientadas hacia arriba, y una mordaza inferior, en cuyo caso las pastillas están orientadas hacia abajo. La finalidad de esta disposición es que, de esa manera, el tapón quede fijo y luego, cuando se vaya a rotar, la mordaza inferior no permita que el tapón –a medida que rote– se deslice hacia el fondo del pozo.

El fresado es casi completo. Los tapones de composite soportan grandes presiones diferenciales, y el mercado provee una amplia gama de tapones de acuerdo con las necesidades operativas. Los tapones con presiones

diferenciables de 8, 10 ó 12 ksi (1000 psi, 144 lbf/ft²) son de uso común. En el mercado petrolero, existen varios proveedores y el costo no es elevado en relación con otras herramientas, tales como los tapones recuperables. El sistema de fijación es simple y versátil. El tapón puede ser fijado con servicio de *wireline* o de *coiled tubing* utilizando las herramientas de fijación normales para los tapones de uso normal en operaciones de rehabilitación (ver figura 1).

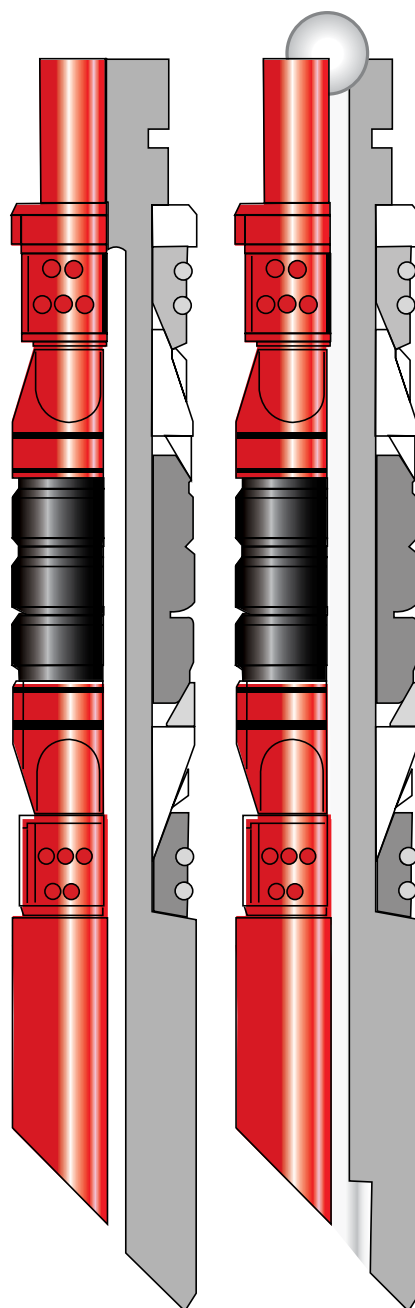


Figura 1

Ambiente de uso de los tapones de composite

La aplicación específica tiene lugar en reservorios de gas con la finalidad de separar operaciones de estimulación. El modelo de reservorio donde se aplica la tecnología de tapones consiste en un campo de gas que presenta múltiples reservorios arenosos de espesores variables. Cada arena de interés se estimula de manera individual utilizando tecnología de *coiled tubing* y fracturando por espacio anular de caño de *coiled tubing* y *casing*. El proceso general es el siguiente:

- Se baja el *coiled tubing* con una herramienta tipo *jet* para punzar de manera erosiva.
- Se posiciona la herramienta, y se procede a abrir la primera ventana de fractura con *jet* erosivo.
- Se inicia la estimulación hidráulica bombeando el tratamiento de fractura por espacio anular mientras el *coiled tubing* es elevado a una nueva capa para estimular.
- Finalizando la operación de fractura, se procede a construir un tapón de arena (*sand plug*) para aislar la zona siguiente de la primera zona estimulada.
- Se realiza el punzado erosivo en la segunda zona que se estimulará.
- Se inicia la segunda estimulación hidráulica bombeando el tratamiento de fractura por espacio anular mientras el *coiled tubing* es elevado a una nueva capa para estimular.
- Se repite el proceso tantas veces como sea necesario.
- Se realiza el *flowback* para limpiar el fluido de fractura.
- Se procede a bajar con *wireline* el tapón de composite con bola.
- Se continúa la operación hacia arriba hasta completar todas las zonas que se estimularán.

El uso del tapón de composite con pasaje interior y bola permite separar los niveles fracturados (inferiores) de las zonas superiores que deben estimularse: mantiene los niveles inferiores "no ahogados o vivos". La bola que queda situada en el asiento u hombre del tapón evita que los fluidos y las presiones de la zona superior se comuniquen con las zonas inferiores; pero, cuando disminuyen las presiones por encima del tapón, la bola se levanta del asiento y posibilita el pasaje de gas

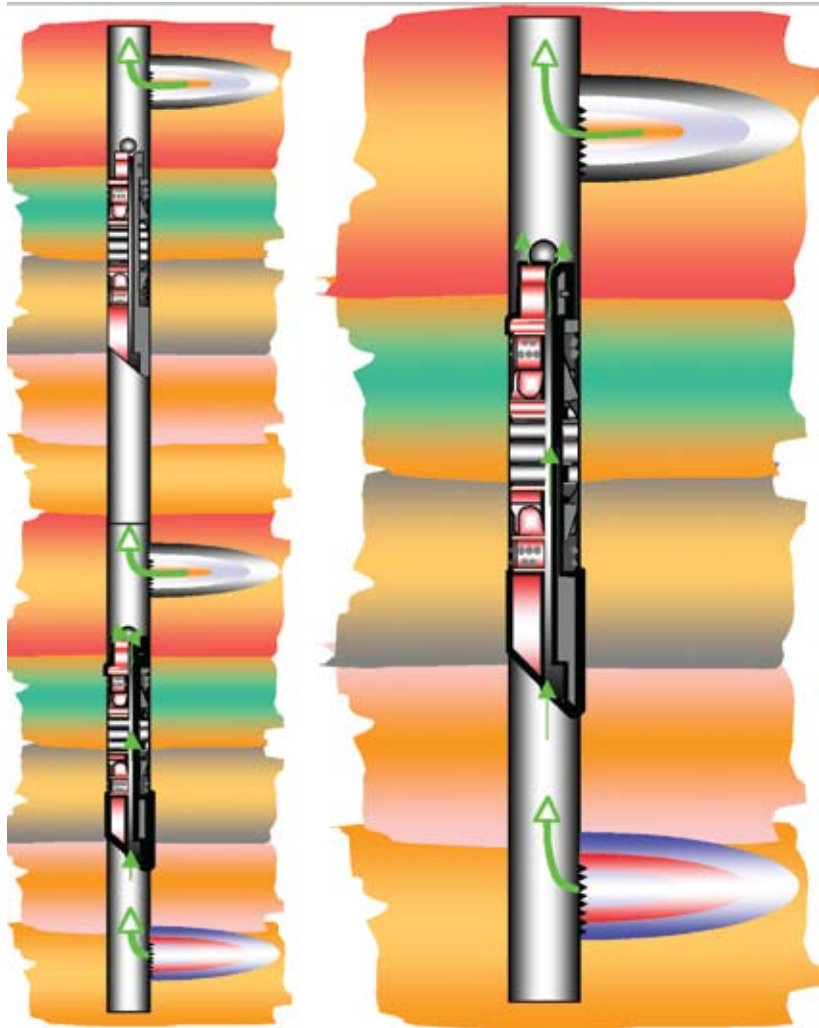


Figura 2

de abajo hacia arriba. Al permitir conducir el gas de las zonas inferiores ya fracturadas hacia las zonas superiores, se facilita el *flowback* de estas. Además, aíslan con seguridad zonas críticas combinando los tapones ciegos (sin pasaje interior), (ver figura 2).

Aplicaciones

Durante las operaciones de pozo, se pudieron utilizar diversas combinaciones de tapones que permitieron optimizar la aplicación. Combinar tapones ciegos con tapones de bola

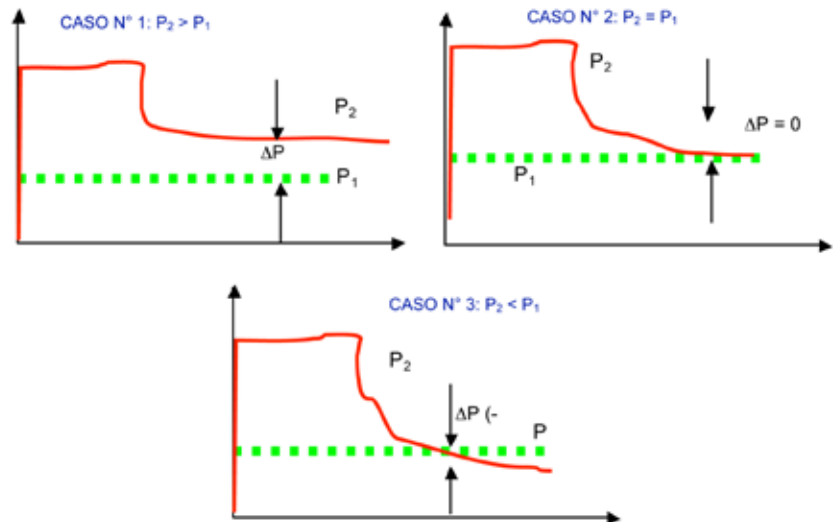


Figura 3

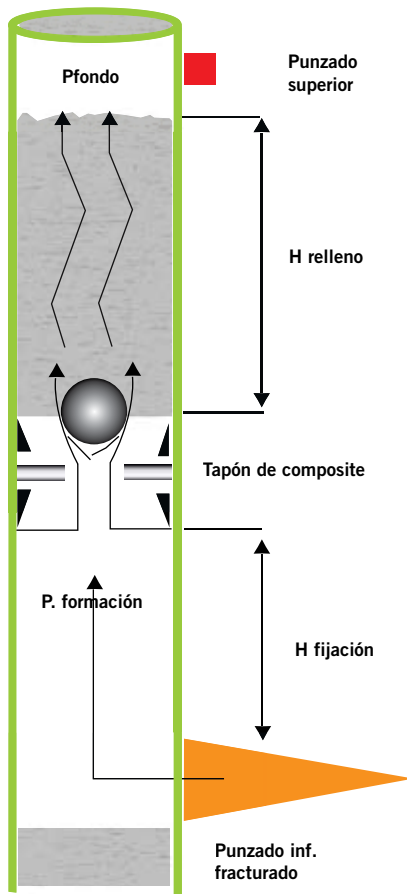
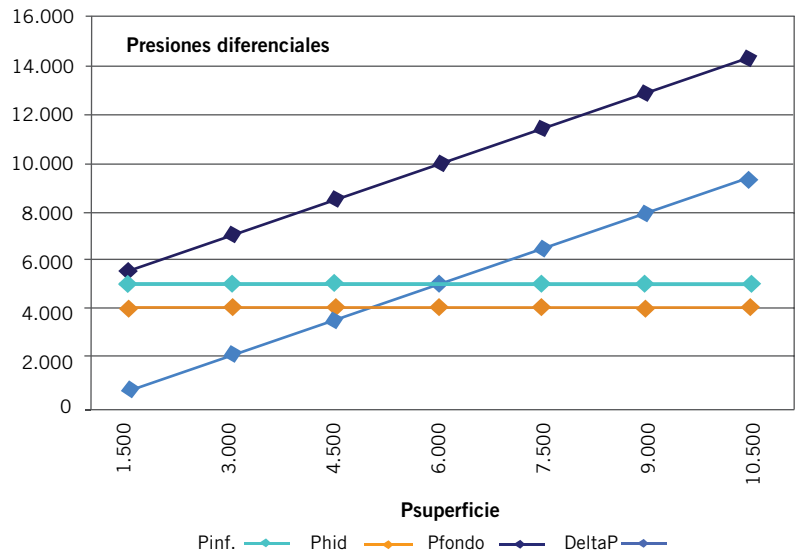


Figura 4

PDIF_FTCBP	8000	psi	Profundidad S.G.	2800 M 1,01
Pinf.	PHid	Psup	Pfondo	DeltaP
5.000	4.016	1.500	5.516	516
5.000	4.016	3.000	7.016	2.016
5.000	4.016	4.500	8.516	3.516
5.000	4.016	6.000	10.016	5.016
5.000	4.016	7.500	11.516	6.516
5.000	4.016	9.000	13.016	8.016
5.000	4.016	10.500	14.516	9.516



ayudó a aislar zonas de menor presión de reservorio de otras zonas de mayor presión. Asimismo, el uso de un tapón ciego para aislar una zona ya estimulada permitió realizar operaciones, tales como bombeos diagnósticos, que posibilitan, analizando la declinación del bombeo realizado, interpretar el comportamiento del reservorio. Este hecho es muy importante para conocer el reservorio, ya que, al colocar un tapón de bola entre zonas, existe el riesgo de que haya comunicación entre ellas una vez que se igualen las presiones por encima y por debajo del tapón.

Otros usos específicos fueron:

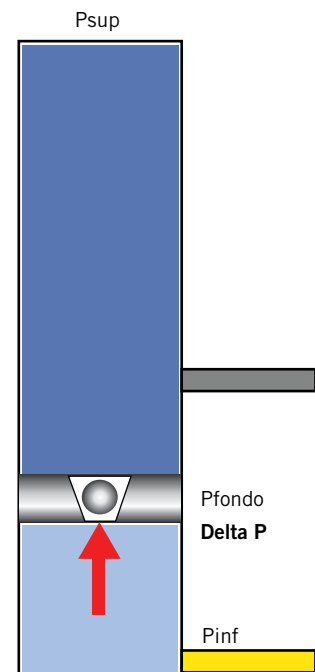
- 1) Marcar el fondo de pozo con el fin de tener un punto fijo conocido de referencia para las operaciones de punzado erosivo con *coiled tubing*.
- 2) Separar zonas productivas estimuladas manteniendo el pozo "vivo".
- 3) Aislar el pozo "vivo" de la superficie para realizar operaciones específicas en boca de pozo, tales como cambios de cabezal de producción.

Problemas operativos encontrados

Durante las operaciones de pozo, se encontraron diversos inconvenientes, solucionados durante la operación misma. A pesar de que la aplicación era correcta, se presentaron problemas que generaron lecciones aprendidas y mejores prácticas.

Los problemas fueron:

- 1) Uso de tapones de bola e imposibilidad de realizar el bombeo diagnóstico
 - a. Una vez realizada la estimulación de una zona y aislada esta con un tapón de bola, se continuaba con la zona superior. Durante esa etapa, la zona inferior acumulaba presión por debajo del tapón, y la presión por encima del tapón era mayor que la inferior. Si en la zona superior se realiza el bombeo diagnóstico, la bola se mantiene en el alojamiento siempre que la presión por encima del tapón



sea superior a la presión por debajo de este. Durante el proceso de declinación de presión, cabe la posibilidad de que las presio-

Fecha	De propuesta: De realización:	07/03/2008 once al 14/03/08
Operación	Rotación de siete tapones Fas Drill	
Cliente	Petrobras S.A.	
Pozo	RN -XXXX	
Locación	Río Neuquén	
Tipo de pozo	Gas	
BHT	243° F	
Conexión boca de pozo	41/16" 10000 Psi	
Profundidad de tapones FDBP	Primero:	2598 m - 8524 ft
	Segundo:	2805 m - 9203 ft
Profundidad de tapones FDFP	Primero	3577m - 1176,2 ft
	Segundo	3685m - 12090,5 ft
	Tercero	3834m - 12579,4 ft
	Cuarto	3835m - 12582,6 ft
	Quinto	3872m - 12704,6 ft
Casing	4 1/2" - 13,5 lb/ft- P110	
Equipamiento	Colied Tubing 1,75 in, QT -1000 - BHA Weatherford - Bombedador - Piletas - Centrífuga recirculadora	

nes por encima y por debajo del tapón no se comunican siempre que la presión de la zona superior sea mayor. Si la presión de la zona superior disminuye por debajo de la presión de la zona inferior, la bola se mueve y comunica las presiones. En este caso, el bombeo diagnóstico pierde validez y no puede utilizarse para los análisis de presiones. La solución se basó en usar tapones ciegos, ya que impiden la comunicación. El resumen de la operación es la siguiente:

zarse para los análisis de presiones. La solución se basó en usar tapones ciegos, ya que impiden la comunicación. El resumen de la operación es la siguiente:

- i. La primera zona fue fracturada y asilada con un tapón de composite con bola.
- ii. Se realizó el bombeo diagnóstico a la zona superior,

El ensamble de fondo para rotación es el siguiente:

Descripción	OD (in)	ID (in)	Longitud (m)	Cuello de pesca (in)	Conexión
Tubing Connector	27/8	13/4	0,28	27/8	23/8 Pack
Motor Head	27/8	-	0,66	27/8	23/8 Pack
Motor de fondo	27/8	-	3,20	27/8	23/8 Pack
Cuello de pesca	27/8	1 1/8	0,10	27/8	23/8 Pack
Fresa	92 mm	-	0,36	-	23/8 Pack

Tramo	Espesor de pared Nom (in)	ID (in)	Longitud Parcial (m)	Longitud Parcial (ft)	Longitud Total Acumulada (ft)	Volumen Interno (bbl/1000ft)	Volumen Interno (bbl/FT)	Volumen Interno (bbl)	Volumen Interno (L)	Volumen Interno (L/m)
1	0,156	1,436	112,78	370,00	112,78	2,009	0,00201	0,7432	118,16	1,0477
2	0,156	1,436	323,09	1060,00	438,86	2,009	0,00201	2,1292	338,50	1,0477
3	0,156	1,438	265,18	870,00	701,04	2,009	0,00201	1,7476	277,83	1,0477
4	0,156	1,438	609,60	2000,00	1310,64	2,009	0,00201	4,0174	638,69	1,0477
5	0,156	1,438	295,66	970,00	1606,30	2,009	0,00201	1,9484	309,76	1,0477
6	0,156	1,438	271,27	890,00	1877,57	2,009	0,00201	1,7877	284,22	1,0477
7	0,156	1,438	600,46	1970,00	2478,02	2,009	0,00201	3,9571	329,11	1,0477
8	0,156	1,438	344,42	1130,00	2822,45	2,009	0,00201	2,2698	360,86	1,0477
9	0,156-0,175	1,419	445,01	1460,00	3267,40	1,956	0,00196	2,8557	454,00	1,0202
10	0,175	1,400	252,98	830,00	3520,44	1,904	0,00190	1,5803	251,23	0,9931
11	0,175-0,188	1,387	320,04	1050,00	3840,48	1,896	0,00187	1,9622	311,95	0,9747
12	0,188	1,374	289,56	950,00	4130,04	1,834	0,00183	1,7422	276,97	0,9565
13	0,188-0,203	1,359	231,65	760,00	4361,69	1,794	0,00179	1,3635	216,77	0,9358
14	0,203	1,344	173,74	570,00	4535,42	1,755	0,00175	1,0002	159,01	0,9152
15	0,203	1,344	146,30	480,00	4381,73	1,755	0,00175	0,8422	133,90	0,9152

- que permitió observar declinatoria de presión.
 - iii. Durante la declinatoria, se produjo en algún momento una comunicación de presiones que genera una perturbación en el registro de presiones.
 - iv. Siendo P_1 la presión poral de la zona inferior y P_2 la presión poral de la zona superior, podemos identificar tres casos: $P_1 < P_2$, $P_1 = P_2$ y $P_1 > P_2$.
 - v. La solución fue utilizar el tapón ciego para poder realizar la operación de bombeo diagnóstico.
- 2) Profundidades de fijación relativas a las zonas muy diferentes



a. La fijación de los tapones con *wireline* resultó efectiva. Según la situación planteada, utilizar el criterio de fijar el tapón como si fuese un tapón de hierro trajo como consecuencia algunos problemas, como acumulación excesiva de agente de sostén sobre el tapón e imposibilidad de migración de gas de la zona inferior a la zona superior durante el *flowback*. Después del análisis, se estableció como criterio de fijación usar tapones de composite a una distancia de cinco a siete metros por debajo de la zona superior que debía estimularse. Esta medida permitió tener poca cámara y, de esa manera, se acortó la columna de agente de sostén. Como consecuencia, fue posible dirigir el flujo desde la zona inferior y, además, construir el tapón de arena aislante entre zonas de manera más segura. El resumen es el siguiente:

- i. No había un criterio definido sobre cómo seleccionar la profundidad de fijación. Se utilizó el criterio de cementación a presión.
- ii. Se investigaron los siguientes puntos:
 - Posicionamiento cerca del punzado inferior
 - Columna de agente de sostén muy larga. Fluencia de la zona inferior no adecuada.
 - Excesiva cantidad de agente de sostén para limpiar posteriormente
 - Posicionamiento cerca del punzado superior
 - Poco agente de sostén sobre el tapón.
 - Fluencia más efectiva.
 - Poca cantidad de agente de sostén para limpiar.
 - Aumento del riesgo de librado del tapón por expansión del *casing*.
- iii. Criterio utilizado:
 - Fijar el tapón de composite en el cuerpo del *casing* (lejos de las uniones).
 - Distancia: de cinco a siete metros del punzado superior.
 - Prueba de hermeticidad a la máxima presión de operación estimada.

El fluido utilizado durante la rotación de los tapones es el siguiente:

Fluido bombeado durante la rotación

Fluido	Características	Concentración
Polímero	Gelificante	15 lbs/Mgal
Buffer	Buffer	1 gal/Mgal
Surfactante para gas	Agente surfactante	1 gal/Mgal
Inhibidor de arcillas	Estabilizador de arcillas	1 gal/Mgal

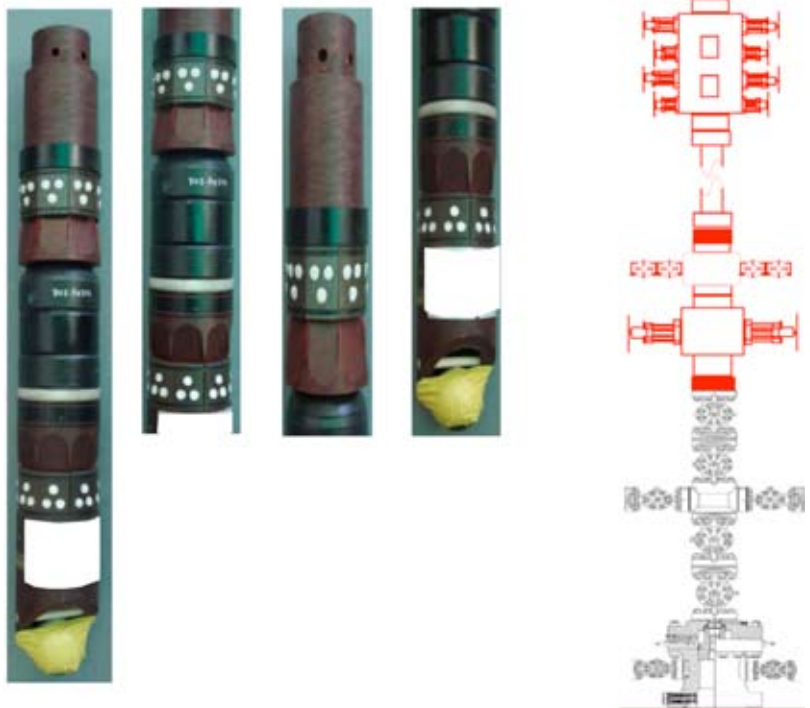
- 3) Presiones diferenciales operativas diferentes para el tapón seleccionado
 - a. Las presiones diferenciales permiten maximizar el rendimiento del tapón de composite. Para que esto sea así, la presión acumulada en la zona inferior debe permitir operar de manera segura en la zona superior durante los bombeos, o en el caso extremo de un *screen out*. El tapón de 8 kpsi utilizado se consideró suficiente para las operaciones; pero, durante la operación de fractura, este se libró y comunicó las zonas. El análisis posterior permitió identificar que el problema se encontraba en la baja presión de la capa inferior y que no se lograba acumular suficiente presión por debajo del tapón para maximizar la presión diferencial. La solución consistió en utilizar un tapón de mayor presión diferencial, por ejemplo de 12 kpsi, para poder realizar la

operación sin inconvenientes. Los puntos investigados durante el proyecto fueron:

- i. Selección del tapón de composite.
- ii. Presión de reservorio menor de la estimada.
- iii. Presión de operación mayor de la esperada.
- iv. Presión diferencial operativa cercana a la del tapón.
- v. Alto riesgo de librado durante la operación de bombeo.
- vi. Selección del tapón usando una planilla de cálculo.
- vii. Se debe conocer con la mayor precisión posible la presión de la zona inferior.

- 4) Selección errónea de orificios en superficie durante la rotación del tapón
 - a. La rotación del tapón con fresa y *coiled tubing* permitió observar los trozos de la molienda del tapón. Al seleccionar un orificio demasiado pequeño, este se obstruía con los trozos de tapón

Esquema de boca de pozo y tapón de composite



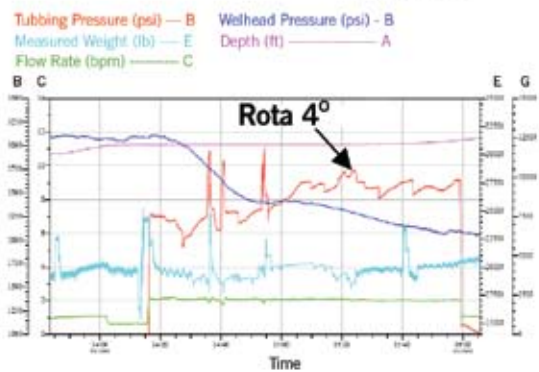
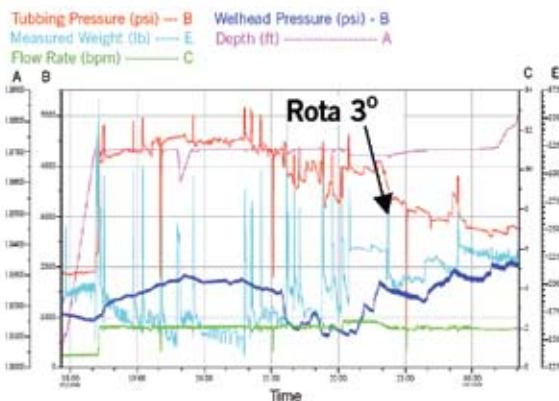
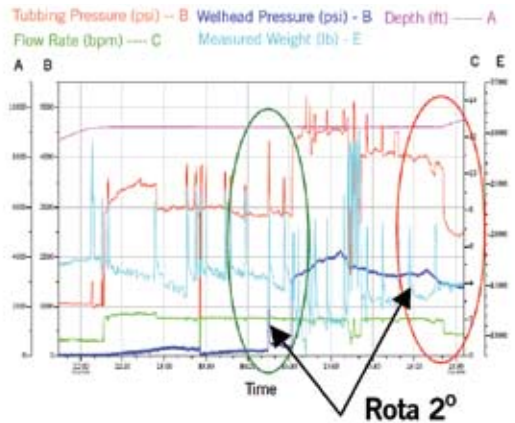
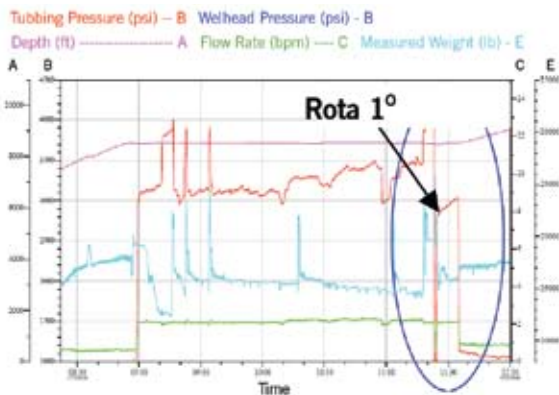
Distribución de los tapones de composite en el pozo

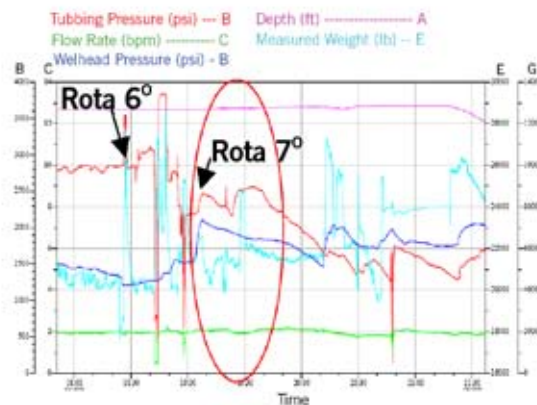
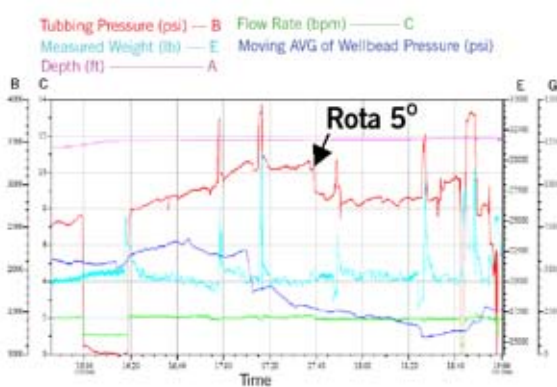
Pozo		RN-xxxx			
Casing		4-1/2" - 13,5 lbs/pie - P-110			
		ID 3,92" - Cupla Tenaris Blue			
		Drift 3,795"			
Tapón		2598 m	8523 pies	CBP	
Tapón		2805 m	9202 pies	CBP	
E-9	Corte 14	3422 m	11228	5 m / 16 pies	
	Corte 13	3427 m	11244		
E-9	Corte 12	3549,5 m	11547	8 m / 28 pies	
	Corte 11	3527,5 m	11574		
E-7	Corte 10	3549,5 m	11646	6 m / 18 pies	
	Corte 9	3555 m	11664		
Tapón		3577 m	11736 pies	FTCBP	
E-6	Corte 8	3607 m	11835	8 m / 27 pies	
	Corte 7	3615,5 m	11862		
E-5	Corte 6	3656,5 m	11997		
E-4	Corte 5	3670 m	12041		
Tapón		3685 m	12090 pies	FTCBP	
E-3	Corte 4	3727 m	12228		
	Corte 3	3767 m	12360	14 m / 45 pies	
E-3	Corte 2	3781 m	12405		
	E-1	Corte 1	3822 m	12540	
Tapón		3834 m	12579 pies	CBP	
Tapón		3835 m	12582 pies	CBP	
Lajas	Convencional	3843 m	12609		
	Convencional	3866 m	12684		
Tapón		3872	12704 pies	CBP	
Lajas	Convencional	3882 m	12737		
	Convencional	3898 m	12789		
Collar		3951 m	12864 pies		



molido. Mientras se buscaba cuáles serían los orificios adecuados, se optimizaron con valores de entre 16 y 20 mm para la rotación y la molienda. Los puntos investigados fueron:

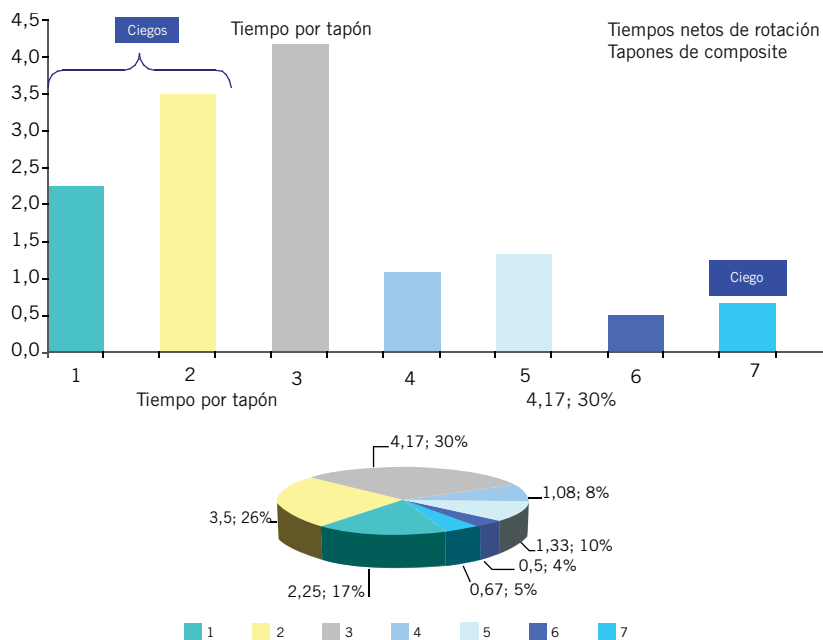
- i. Los tapones de composite se rotan con unidad de *coiled tubing* más motor de fondo y fresa de diseño especial.
- ii. Durante el fresado del tapón, se desprende material de diversos tamaños.
- iii. Los trozos pueden obstruir el orificio de circulación en superficie. Luego, hay cerrar el pozo para limpiar.





Tapón	Etapas de la operación	Hora	min	h	Observaciones
1	Comienza a rotar el primer tapón	9:10			
	Rompe las mordazas el primer tapón	11:25	135	2,25	Tapón ciego
2	Comienza a rotar el segundo tapón	12:20			
	Rompe las mordazas el segundo tapón	15:50	210	3,5	Tapón ciego
3	Comienza a rotar el tercer tapón	18:30			
	Rompe las mordazas el tercer tapón	22:40	250	4,17	Tapón de bola. Se daña el motor de fondo
4	Comienza a rotar el cuarto tapón	14:20			
	Rompe las mordazas el cuarto tapón	15:25	65	1,08	Tapón de bola.
5	Comienza a rotar el quinto tapón	16:20			
	Rompe las mordazas el quinto tapón	17:40	80	1,33	Tapón de bola.
6	Comienza a rotar el sexto tapón	17:50			
	Rompe las mordazas el sexto tapón	18:20	30	0,5	Tapón de bola.
7	Comienza a rotar el séptimo tapón	18:30			
	Rompe las mordazas el séptimo tapón	19:10	40	0,67	Tapón de bola.
Total	Rotación de los siete tapones		810	13,5	

Tiempos netos de rotación insumidos



operativo que se implementó con los tapones (ver página 82).

Conclusiones

A partir de la experiencia, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Se presenta una herramienta de gran complejidad utilizada para las completación en reservorios de gas cerrados y de múltiples arenas.
- La fijación operativa se facilita utilizando elementos convencionales de *wireline* o *coiled tubing*.
- Permite la operación con pozo "vivo" permanentemente.
- Los tapones son de fácil fresado y se rotan por completo: no queda nada en el pozo.
- Se puede combinar tapones de bola y tapones ciegos.

El autor agradece a la Gerencia de Ingeniería de Pozos de Petrobras Argentina SA por permitir la publicación del presente trabajo y al señor Ramón Olmos de Halliburton por su aporte al proyecto. ■

i. La experiencia operativa mostró que los orificios adecuados oscilan entre 16 y 20 mm para minimizar el riesgo de obstrucción.

Experiencias realizadas

El proyecto se llevó a cabo en un área de la provincia del Neuquén. A continuación, se presenta el esquema