



# Recuperación de hermeticidad de pozos inyectores con rotura de *casing*

Por **Leticia Menegazzo, Sandra Minni, Paula Gotelli, Nicolás Pena, José Peltier** y **César Zalazar** (YPF S.A.) y **Walter Lafit, Guillermo Carfi** y **Walter Morris** (Y-TEC)

*Este trabajo fue seleccionado por el 2° Congreso Latinoamericano y de Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2015.*

La integridad del *casing* es un aspecto crítico cuando se busca garantizar la hermeticidad anular de pozos inyectores antiguos y resguardar la aislación en campos maduros bajo recuperación secundaria. La rotura por corrosión suele ocurrir en zonas someras donde no existe aislación de cemento. Este trabajo muestra el sistema de “*casing* líquido”, método desarrollado para reparar pozos inyectores con múltiples roturas a lo largo de su extensión a través de un gel polimérico que sella las zonas de rotura y bloquea las pérdidas en formaciones con alta admisión.

Los yacimientos maduros presentan una gran cantidad de pozos fuera de servicio por problemas de roturas en *casings* causados por corrosión o por la falta de hermeticidad anular.

En la mayoría de los casos, se trata de pozos con más de 30 años de antigüedad que no han sido originalmente cementados hasta superficie o cruce de la cañería guía, con lo cual el *casing* ha permanecido expuesto a formaciones acuíferas agresivas.

Si bien se han implementado métodos para extender la vida en servicio de estos pozos, como los *casings* suplementarios con instalaciones selectivas de inyección<sup>1</sup>, los sistemas de *casing patch* y las re-entubaciones entre otras<sup>2,3</sup>, la falta de hermeticidad anular provoca que los pozos deban ser puestos fuera de servicio al cabo de un corto tiempo. Por su parte, las metodologías convencionales de reparación con cemento (tapones balanceados y *squeeze*) resultan ser con frecuencia poco efectivas, se deben repetir las operaciones y se generan riesgos de desvinculación y de pérdida del pozo durante la operación de rotado<sup>4</sup>.

En su gran mayoría, los problemas de *casing* dañados por corrosión externa se deben a que hasta mediados de la década de 2000, las cañerías de conducción eran cementadas con un tope máximo (TOC) de 100 m sobre el último nivel productivo. Como consecuencia, en el espacio anular quedaban restos de lodos y preflujos químicos (colchones) que actuaron como aceleradores del proceso de corrosión del *casing*. Las cañerías guía eran ubicadas en la primer formación arcillosa encontrada, según lo determinado en los perfiles que ubicaban los acuíferos superficiales. Sin embargo, frecuentemente, por razones económicas u operativas, estos acuíferos no quedaban completamente aisla-



Figura 1. Daño por corrosión en casings. Izquierda, extraído durante reparaciones con *casing patch*. Derecha, zona de punzado extraída durante intervención.

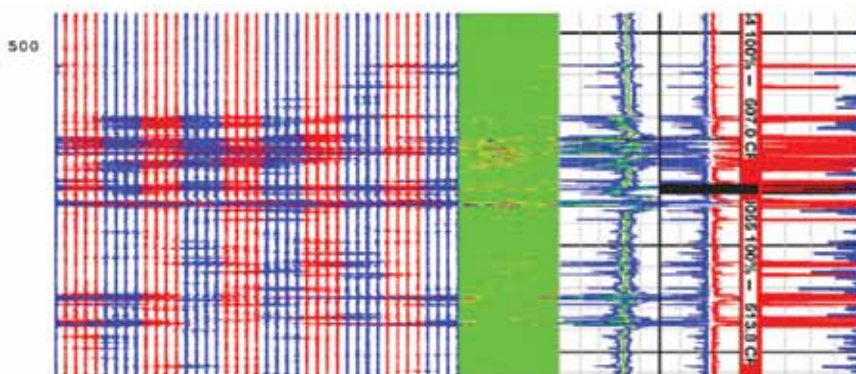


Figura 2. Perfil de corrosión registrado en un pozo inyector que evidencia zonas con 100 % de penetración causada por corrosión.

dos, lo cual provocaba roturas de *casing* a profundidades entre 100 y 800 m respecto de la boca de pozo. En la figura 1 se muestran casos típicos de rotura de *casing* por corrosión externa extraídos durante reparaciones con *casing patch*<sup>5</sup>. En la figura 2 se presenta un tramo del perfil de corrosión de un pozo inyector donde se detectan zonas con 100 % de penetración por corrosión.

Las normativas que regulan las operaciones de explotación, como la disposición N° 135/07 de la provincia de Santa Cruz y la 029/12 de la Provincia del Neuquén, exigen la revisión sistemática y el monitoreo permanente de pozos productores, inyectores y sumideros como medida para garantizar la integridad de las instalaciones.

Ante este escenario se realizó una revisión de los métodos de rehabilitación de pozos inyectores con roturas de *casing*, donde se evaluó la ventana de aplicación tanto de las metodologías convencionales de reparación como de las nuevas tecnologías para reestablecer la integridad y hermeticidad de la entre-columna, de manera de cumplir con las normas vigentes. El sistema de *casing* líquido es un ejemplo de estos sistemas.

## Desarrollo

El trabajo describe el proceso de implementación del sistema para hermetizar pozos inyectores denominado *casing* líquido. Se establece su ventana de aplicación y se recomienda la metodología de aplicación para asegurar el éxito de su implementación. Se presentan los resultados de diversos casos de aplicación en yacimientos madu-

ros de YPF, sus ventajas y recomendaciones para una adecuada aplicación.

## Descripción

El sistema *casing* líquido es utilizado para hermetizar el espacio anular entre *casing* y *tubing* (o anulares generados al emplear *casing* suplementario) de pozos inyectores. Se trata de un gel polimérico que cubre la entre-columna sellando zonas de roturas de *casing* y bloqueando pérdidas en formaciones con alta admisión. El sistema *casing* líquido se desarrolló a partir de las tecnologías utilizadas para el control de producción de agua, o "Water Shut-Off" (WSO). Estos sistemas pueden ser empleados tanto en pozos inyectores como productores generando el bloqueo permanente de formaciones acuatizadas. El tratamiento no es corrosivo ni tóxico y, tomando los antecedentes en tratamientos WSO, presenta una durabilidad superior a cinco años.

En la figura 3 se presenta un esquema de pozo inyector donde se observa la colocación del *casing* líquido (color verde) en la entre-columna.

El sistema se caracteriza por ser un fluido que presenta baja viscosidad inicial que se transforma en un gel semi-rígido una vez activado. El tiempo de activación del sistema y su consistencia final se ajusta en función de la composición (polímero sintético + activador) y la temperatura de fondo. En la figura 4 se muestra una curva de variación de viscosidad típica en función del tiempo, medida en un viscosímetro rotacional HTHP a 511 s-1.

El sistema tiene incorporado inhibidor de corrosión y bactericida para

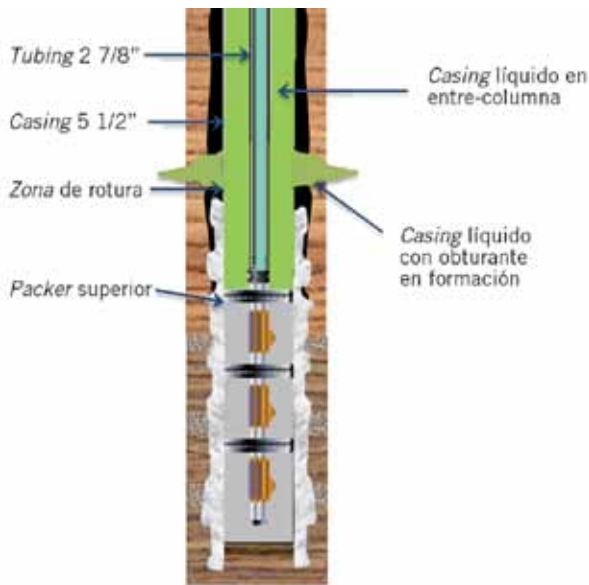


Figura 3. Esquema ilustrando la colocación del casing líquido en la entre-columna de un pozo inyector con instalación selectiva

proteger las instalaciones y evitar la degradación del sistema durante su estado líquido.

## Ventana de aplicación

El sistema casing líquido aplica en las siguientes condiciones:

- Pozos inyectores que no pasan la prueba de hermeticidad anular (PH).
- Pozos con múltiples zonas de roturas a lo largo de la extensión del casing.
- Pozos con extensiones de roturas de casing < 200 m.

- Roturas de casing en zonas que presentan alta admisión.
- Pozos con problemas de aprisionamiento por incrustaciones en el anular.

Con frecuencia se observan perfiles de corrosión que presentan múltiples roturas de algunas decenas de metros a lo largo de su extensión, lo cual hace que sea inviable reestablecer su integridad mediante cementaciones secundarias realizadas en una única operación. El sistema casing líquido permite además re-establecer la hermeticidad anular del pozo, según

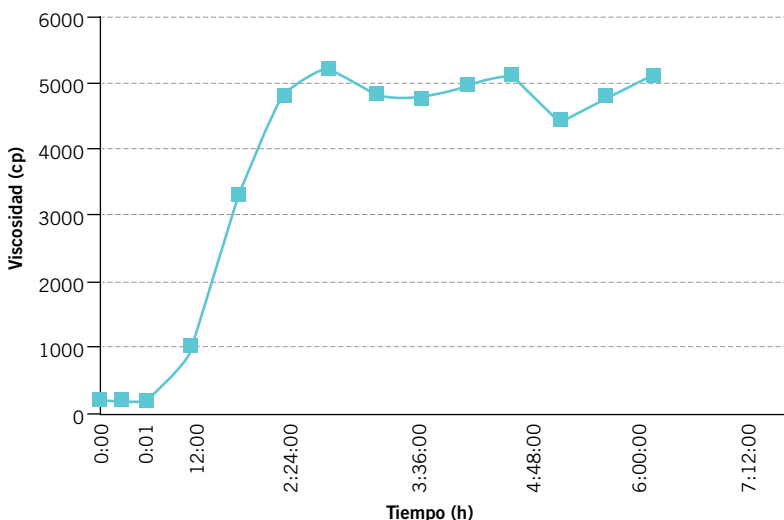


Figura 4. Variación de la viscosidad del sistema de casing líquido en función del tiempo.

lo requerido por las normativas provinciales.

El método es altamente efectivo en pozos que presentan una extensión máxima a reparar < 200 m y admisiones < 1 bpm (160 lt/min) a 300 psi en superficie, si bien ha sido empleado con éxito en condiciones más severas.

## Otras características

Sistema obturante. El sellado de la zona de rotura se logra mediante el bombeo de una cabeza obturante que controla la admisión de la formación, aun cuando esta se encuentre fracturada. De esta manera, se genera una barrera en la formación que aísla los fluidos del reservorio con los inyectados/producidos (Figura 3). Para esto, el fluido base es aditivado con material LCM (material para control de pérdidas) compatible con la formulación del sistema. La carga de LCM se ajusta en función de la severidad de la pérdida. Los ensayos realizados en celda de filtrado HTHP demuestran que el sistema resiste un  $\Delta P > 1000$  psi por cada pulgada de penetración. En la figura 5 se observa el aspecto de la retorta generada al aplicar el sistema en un medio de muy alta permeabilidad (arena # 12/20).

Como se indica más adelante, el bombeo de la cabeza obturante depende de cómo se realice la intervención del pozo. Si la reparación se realiza con equipo de WO, desconectando on-off (punta lisa), el batch obturante se puede bombear por directa. Si en cambio, la intervención se realiza sin equipo (mediante mandril o camisa de circulación), el bombeo del obturante debe realizarse por entre columna.



Figura 5. Ensayo de filtrado realizado con el sistema casing líquido con LCM en celda HPHT sobre medio altamente permeable (arena de fractura # 12/20).

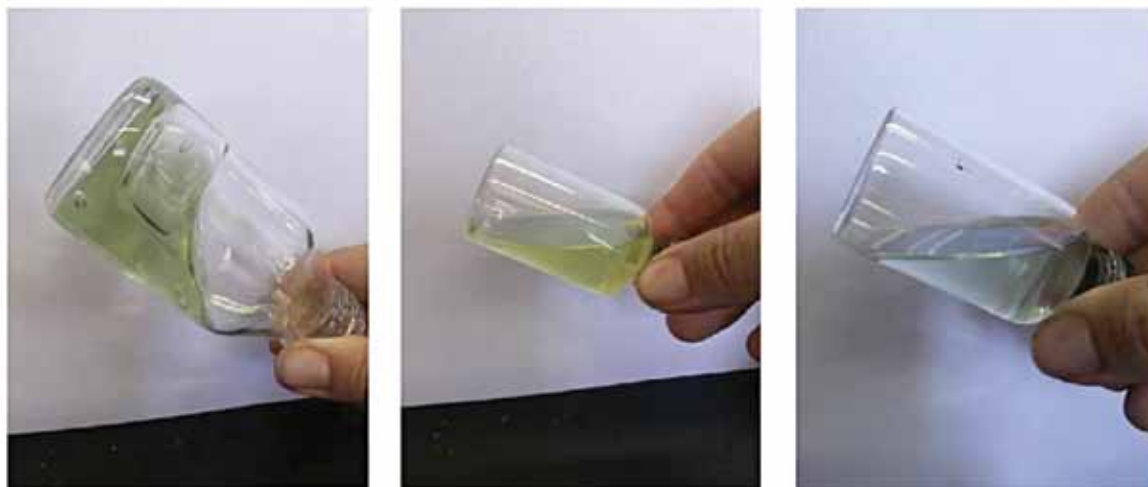


Figura 6. Tratamiento de disposición final (ruptura y neutralización) del sistema casing líquido.

**Combinación con otras técnicas de reparación.** Cuando la extensión de la zona de rotura excede los 100 m y las admisiones superan el límite de 1 bpm a 300 psi, se recomienda cementar la rotura previa a la colocación del casing líquido. Para ello se recomienda emplear la técnica de cementación conocida como casing alignment o casing ERFV de sacrificio<sup>5</sup>. Este método permite cementar extensiones importantes de roturas (hasta 250 m) minimizando los riesgos de que la fresa salga del pozo durante la rotada del tapón de cemento. Si el pozo no queda hermético una vez cementado, se baja instalación de inyección y se coloca el sistema casing líquido en la entre-columna. Este sistema combinado de reparación fue implementado en forma exitosa en los Activos El Trébol y Vizcacheras.

**Remoción.** Si es necesario re-intervenir un pozo que ha sido reparado con casing líquido, se deberá realizar un tratamiento de ruptura y neutralización en superficie para la posterior disposición final del gel. Para ello se ha establecido un procedimiento de disposición final en locación que utiliza agentes oxidantes específicos para degradar el gel. El sistema tratado presenta pH neutro y baja viscosidad por lo que es tratado en Planta. En la figura 6 se presenta una secuencia de fotografías donde se observa el aspecto del fluido durante las etapas del tratamiento.

Las maniobras de extracción de la instalación de inyección del pozo con equipo de WO se realizan en forma

normal. En caso de que se cuente con on-off, se recomienda desvincular la cañería de la instalación de fondo, abrir el anular y realizar una prueba de circulación para desplazar el gel de la entre-columna. Si se logra la circulación, se recibe el volumen de gel en una pileta y se trata según el protocolo de disposición final. En caso de que no se logre circular la entre-columna, se procede a extraer la instalación del pozo siguiendo el procedimiento normal con equipo de torre. Se recomienda implementar un sistema de derivación del gel a pileta a medida que se extraen los tubulares del pozo. Estas prácticas han sido implementadas en reintervenciones de pozos con resultados satisfactorios.

#### Procedimiento operativo

Como se indicó, la reparación de los pozos puede ser programada con o sin equipo de WO. Para esto es necesario prever la colocación de un mandril o camisa de circulación por encima del packer superior. En cualquier caso, previo al bombeo del tratamiento, se recomienda realizar una prueba de admisión por directa con anular cerrado para evaluar la severidad de la admisión en la/las roturas. A continuación se describen los procedimientos de reparación con y sin equipo de WO.

**Reparación con equipo de WO.** El tratamiento de reparación se realiza en tres etapas, la primera focalizada en el bloqueo de la rotura mediante la inyección por directa (a la formación expuesta en la rotura) del sistema con material obturante, lue-

go el bombeo por directa del sistema casing líquido limpio para completar el espacio anular y finalmente el forzamiento de tratamiento por entre-columna y prueba de decaimiento de presión. Veamos un programa operativo tipo:

1. Bajar la instalación selectiva (2 7/8" o 2 3/8") con packer superior y conector on-off.
2. Fijar los elementos empaquetadores con presión por directa.
3. Desconectar TBG del Conector on-off.
4. Bajar TBG con PKR de Maniobra (Nota\*).
5. Verificar la hermeticidad del packer superior (Nota\*).
6. Se retira columna y se desarma PKR de Maniobra (Nota\*).
7. Se baja nuevamente la cañería y se posiciona a aproximadamente 5 m del conector on-off.
8. Se bombea el tratamiento con obturante hasta completar el pozo.
9. Si no se observa retorno en superficie, se continúa con el desplazamiento según volúmenes definidos en programa.
10. Se desplaza con agua para dejar limpia la directa y se sobredesplaza para asegurar limpieza en zona de conexión.
11. Se desvincula la directa y se conecta TBG al conector on-off.
12. Se conecta la línea al anular y se fuerza el tratamiento limpio por entre columna manteniendo presión por debajo de 300 psi.
13. Se repite la inyección tres veces hasta presión de PH. Si la presión



Figura 7. Equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido con equipo de WO.

en superficie cae a < 50 psi en 10 min, se bombea batch obturante (15 a 30 bbls) por anular.

14. Se espera activación del sistema y se verifica hermeticidad por entre columna con 300 psi durante 30'.

Nota\*: Maniobra requerida por Autoridad de Aplicación en provincia de Santa Cruz.

En la figura 7 se muestra el equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido con equipo de WO. Se utiliza un bombeador (cementador o acidmaster), un mixer, pileta de retorno y una unidad de registro (van). El tiempo de preparación del sistema casing líquido depende del tipo de polímero sintético empleado. Se recomienda utilizar polímero en emulsión dado que se reduce significativamente el tiempo de hidratación y mezcla en locación.

#### Reparación sin equipo de WO.

Este tipo de reparación surge como una necesidad ante la falta de equipos bombeadores al momento de intervenir el pozo inyector. Para ello, se baja un mandril o camisa de circulación por encima del packer superior que permite comunicar la directa con la entre-columna. La apertura y cierre del mandril/camisa se realiza con equipo de alambre al momento de bombear el fluido de empaque. El procedimiento operativo tipo contempla los siguientes pasos:

1. Acondicionar cabeza de pozo para bombeo por directa y entre columna (Nota+).
2. Realizar prueba de línea, circulación y finalmente prueba de admisión según lineamiento indicado anteriormente.
3. Preparar volumen de tratamiento (sin obturante) en mixer y contro-

lar/ registrar viscosidad del gel sin activar.

4. Realizar prueba de hermeticidad de la directa (mandril cerrado). Si PH da OK, la compañía de WL procede a abrir mandril/camisa de circulación.
5. Activar gel y bombear volumen de tratamiento por directa. Desplazar tratamiento con agua tratada y sobredesplazar para dejar limpio el mandril/camisa de circulación.
6. La compañía de alambre cega mandril/camisa de circulación y verifica hermeticidad de la directa.
7. Preparar batch obturante. Activar una vez listos para realizar bombeo por anular.
8. Forzar tratamiento obturante a la zona de rotura. Desplazar con gel limpio. No superar presión máxima (Pmax) correspondiente a la prueba de hermeticidad (300 psi).
9. Observar comportamiento de presión en superficie. Cuando se alcanza la Pmax parar bombeo, observar evolución/caída de presión. Si la presión en superficie cae a < 50 psi en 10 min, bombear nuevo

batch obturante (15 a 30 bbls) por anular.

10. Repetir ciclo de bombeo, al menos tres veces, y observar la evolución de la presión.

11. Esperar activación del sistema y verificar hermeticidad por entre columna con 300 psi durante 30'.

En la figura 8 se muestra el equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido sin equipo de WO. En este caso se debe coordinar con la compañía de alambre para efectuar las maniobras de apertura y cierre de válvula. El equipamiento de bombeo requerido (bomba, mixer, pileta, etc.) es similar al caso anterior.

**Evaluación de eficiencia.** La respuesta del tratamiento y su evolución en el tiempo se evalúa mediante pruebas de hermeticidad anular.

## Casos históricos

La implementación del sistema de reparación de pozos inyectoros con casing líquido se inició a mediados de 2013 en el Activo Cañadón Seco (UNSC) y se extendió a distintos yacimientos maduros de YPF, entre ellos El Trébol, Chuiido de la Sierra Negra, Barrancas y Vizcacheras. A continuación se resumen las lecciones aprendidas durante este proceso.

**Santa Cruz.** Los primeros tratamientos de reparación con casing líquido se realizaron en pozos inyectoros de Cañadón Seco. Se intervinieron dos pozos con más de 45 años de antigüedad, inicialmente productores convertidos a inyectoros. Las roturas de casing se ubicaban en la zona superficial del pozo que no había sido origi-



Figura 8. Equipamiento empleado para el bombeo del sistema casing líquido sin equipo de WO.

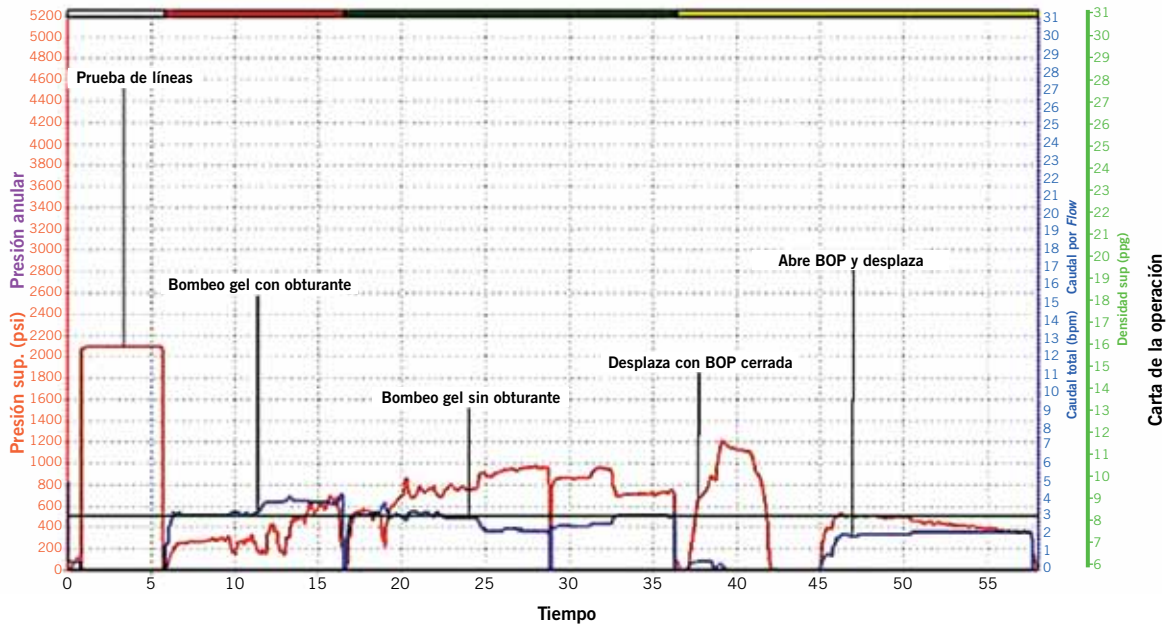


Figura 9. Bombeo de tratamiento casing líquido por directa en pozo inyector de Cañadón Seco. Se bombeó un batch con obturante a la cabeza y tratamiento limpio de cola.

nalmente cementada y presentaba una extensión superior a 250 m. Las operaciones se realizaron con equipo de WO. En ambos pozos se logró hermetizar la entre-columna. Se realizaron pruebas periódicas de hermeticidad de entre-columna con 300 psi por un período de seis meses en presencia de la Autoridad de Aplicación provincial, con resultado positivo. En la figura 9 se muestra la carta de bombeo del tratamiento. En este caso, el bombeo se realizó en una sola etapa (por directa) a través de tubing de 2 7/8" con on-

off. La punta lisa se ubicó unos metros por encima del conector y se bombeó el tratamiento en dos batches, uno de cabeza conteniendo material obturante y otro de cola con gel limpio. El casing líquido se desplazó con agua tratada. Al pasar el batch obturante por la zona de rotura de casing se restringió el anular para forzar el tratamiento a la rotura. Se incrementó la presión (1200 psi) y sostuvo durante algunos minutos. Finalmente se abrió el anular para completar desplazando hasta retornar gel en superficie.

**Mendoza Norte.** El procedimiento de reparación fue adaptado a las condiciones de temperatura (> 85 °C) y presiones de inyección (200 kg/cm<sup>2</sup>) existentes en los yacimientos Barrancas y Vizcacheras. Se ajustó la composición del tratamiento y la operativa de bombeo para lograr incrementar la eficiencia del sistema en estas condiciones. En dos oportunidades fue necesario extraer el tratamiento de la entre-columna debido a falta de hermeticidad en la instalación, las que provocaron incremento de presión en

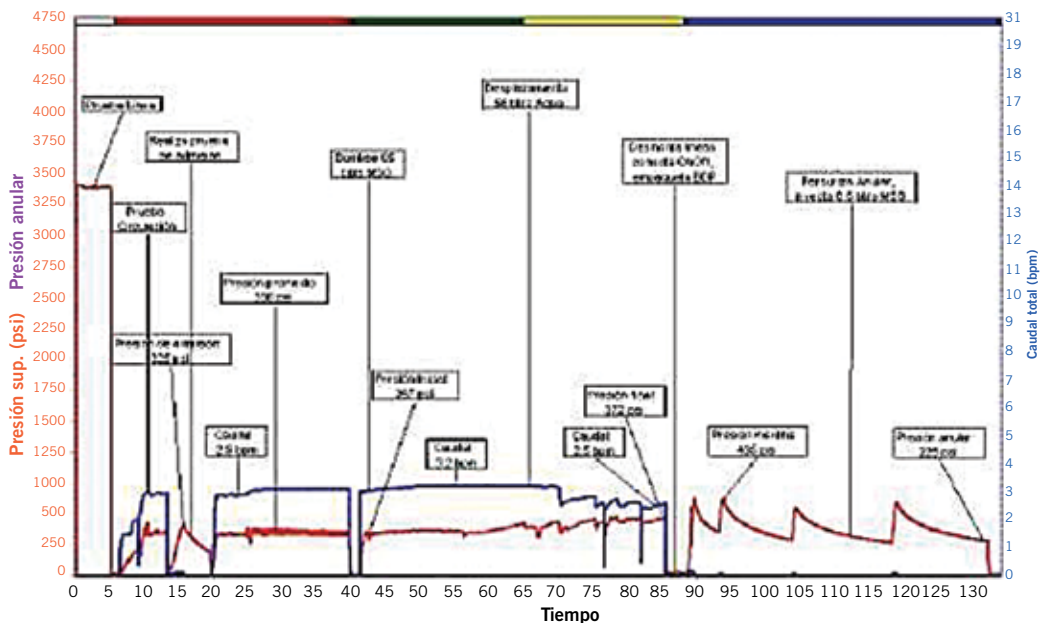


Figura 10. Carta de bombeo de casing líquido realizado en un pozo inyector de Vizcacheras con equipo de torre. La secuencia de las operaciones se describe en la página 92.

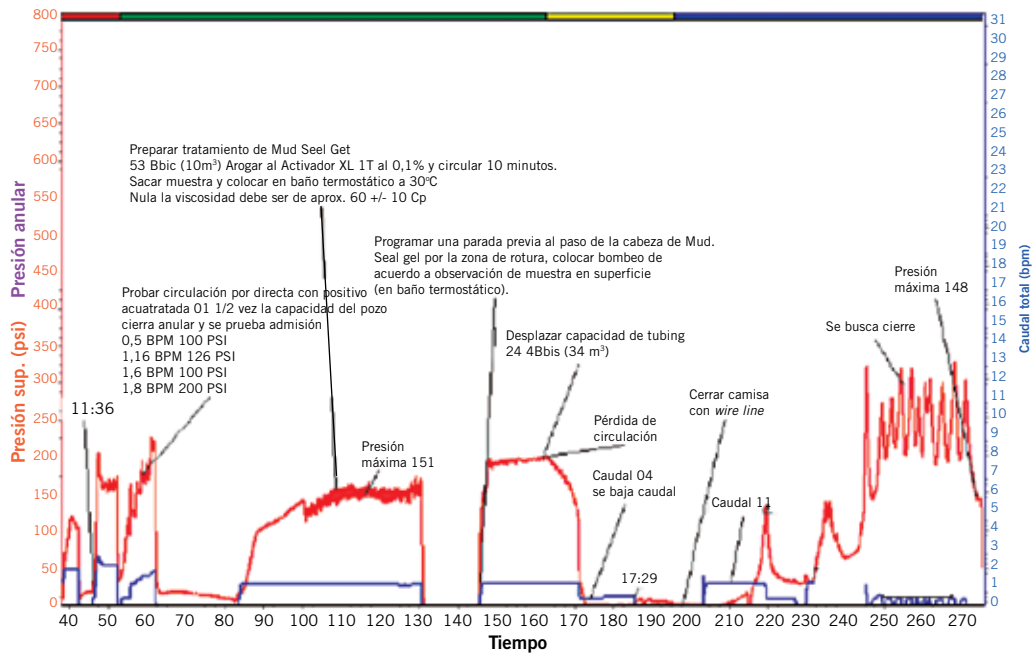


Figura 11. Carta de bombeo del sistema casing líquido realizada sin equipo de torre.

el anular (PEC) durante la operación del pozo (ver pozos A y C en la tabla 1). Estas operaciones permitieron poner a prueba el sistema de ruptura y disposición final del tratamiento en superficie. Estos pozos fueron tratados nuevamente con casing líquido una vez que se volvió a bajar la instalación de inyección, obteniendo resultados positivos.

En la figura 10 se muestra la carta de bombeo de casing líquido realizado en un pozo inyector de Vizcacheras con equipo de torre. La operación se realizó siguiendo el protocolo indicado, bombeando inicialmente por directa, luego conectando on-off y, posteriormente, se forzó el tratamiento con obturante por anular. Se buscó cierre hesitando a una presión de aproximadamente 420 psi. Luego se cerró la entre-columna y se esperó la activación del sistema. La prueba de hermeticidad realizada dio resultado positivo una semana después.

En uno de los pozos inyectores de Vizcacheras se implementó un procedimiento de reparación que combina las técnicas de casing alignment y casing líquido. Esto permitió reestablecer la integridad estructural del pozo y la hermeticidad de la entre-columna. En la tabla 1 se presentan los resultados de la evaluación de eficiencia realizada mediante pruebas de hermeticidad anular (PH) en tres pozos inyectores del yacimiento Vizcacheras tratados con casing líquido.

**Neuquén.** Se efectuó el tratamiento en dos pozos inyectores del yacimiento Chuiido de la Sierra Negra. En ambos casos, se bajó mandril de circulación durante la intervención con equipo de WO para poder completar el bombeo del tratamiento al momento de contar con un bombeador. El bombeo del casing líquido se realizó sin equipo de WO. Se empleó un equipo de alambre para

realizar la apertura y cierre de la válvula del mandril de circulación. En la figura 11 se muestra la carta de bombeo suministrada por la compañía de servicio que realizó la operación. El tratamiento se bombeó en dos etapas, la primera por directa, circulando el tratamiento a la entre-columna por el mandril de circulación y; la segunda por anular, forzando el gel a la entre-columna. Al final de la carta (derecha) se observa el proceso de hesitación donde se busca el cierre a una presión levemente superior a 300 psi (presión de PH). La prueba de hermeticidad se hizo algunos días después de realizar la operación con resultado positivo.

**Chubut.** Se programó la reparación de dos pozos inyectores del yacimiento El Trébol. Al igual que los pozos de Santa Cruz, se trataba de pozos productores con más de 45 años de antigüedad que habían sido con-

Pozo	Fecha	Presión inicial [psi]	Presión final [psi]	Tiempo [min]	Resultado	Comentario
A	16/03/2015	250	83	15	+/-	Se repara 2 veces, 2da vez PH con equipo (+) con 300psi, no fue necesario uso de gel. Entre-columna llena.
B	16/03/2015	250	150	15	+	PH con equipo (+) con 300 psi.
C	16/03/2015	250	225	15	+	Se repara 2 veces, 2da vez PH con equipo (+) con 300psi, no fue necesario uso de gel.

Tabla 1. Resultados de las pruebas de hermeticidad anular (PH) realizadas en tres pozos inyectores del yacimiento Vizcacheras tratados con casing líquido.



Figura 12. Aspecto de la muestra de campo del sistema casing líquido preparado a partir de polímero en emulsión, luego de 6 h de activación.

vertidos a inyector. Uno de estos pozos presentaba una rotura severa del casing en la zona superficial, que fue cementada empleando la técnica de casing alignment, previo a la inyección del tratamiento casing líquido. Al realizar la prueba de hermeticidad anular con 300 psi se observó que el anular no quedó completamente hermético por lo que se decidió repetir el bombeo del tratamiento por entre-columna. En este caso se utilizó una formulación de gel preparado a partir de polímero en emulsión que permitió agilizar tiempos de mezcla y operación así como obtener un fluido

con propiedades reológicas superiores a las obtenidas con polímeros sólidos. En la figura 12 se observa el aspecto del sistema casing líquido al cabo de 6 h de haber sido activado.

En la figura 13 se muestra la carta de bombeo de casing líquido por anular. Como en el caso del pozo inyector de ChSN, al finalizar el bombeo se busca cierre forzando el tratamiento a la rotura en forma cíclica, a una presión levemente superior a la de la PH (300 psi). La prueba de hermeticidad anular se realizó una semana después de haber bombeado el tratamiento con resultado positivo.

## Optimización

Durante el proceso de implementación del sistema casing líquido se optimizaron aspectos asociados al acondicionamiento previo del pozo, la preparación y la colocación del tratamiento, así como su evaluación final. Estos ajustes permiten simplificar las maniobras operativas, reducir tiempos y realizar los trabajos de manera más segura y con mejor calidad. Algunos de estos aspectos (en su mayoría aplicables a intervenciones sin equipo de WO) se indican a continuación:

**Composición del sistema.** El empleo de polímero en emulsión permitió reducir apreciablemente los tiempos de mezcla en locación obteniendo un gel lineal de mayor viscosidad y menor tiempo de activación.

**Bombeo de obturante.** El bombeo del batch obturante utilizado para controlar la admisión de las zonas de rotura depende de cómo se realiza la intervención del pozo. Si se cuenta con equipo de WO y se baja punta lisa, el batch puede ser bombeado por directa. En cambio, si la intervención es sin equipo de torre, el batch obturante no debe ser bombeado por directa. En este caso, se inyectará el obturante por anular desplazando el mismo con gel activado, hasta que el mismo llegue a la zona de pérdida y se observe el correspondiente incremento de presión en superficie.

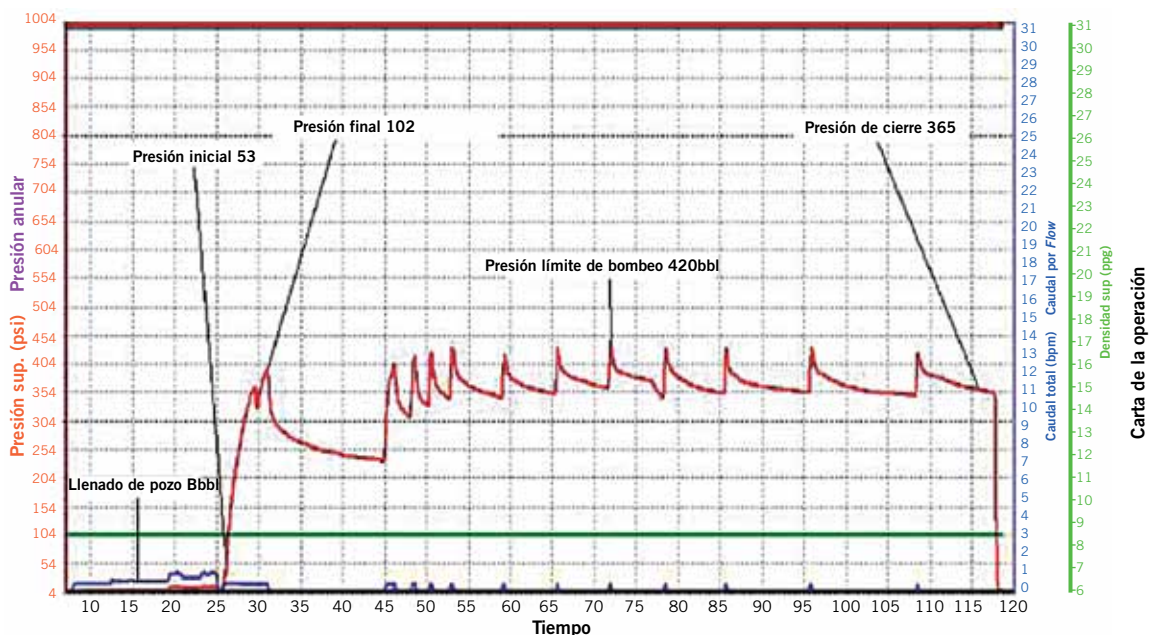


Figura 13. Operación de bombeo de casing líquido en pozo inyector del yac. El Trébol, empleando una formulación de gel preparado a partir de polímero en emulsión.





**Montaje cabeza de pozo.** Se recomienda desacoplar puente de inyección y dejar solo la válvula maestra. Diseñar "T" para acoplarse en BDP con el fin de que el equipo de alambre se pueda montar sin desarmar línea y tener registro de P y Q. Realizar PH de instalación previo a iniciar el bombeo.

**Operativos.** Medir el caudal de retorno a pileta y la presión por entre-columna. Como se indica en los protocolos previos, finalizar el bombeo por anular forzando el tratamiento a una presión levemente superior a la establecida para la prueba de hermeticidad (PH). Buscar cierre de presión mediante hesitación.

**Periféricos.** Contar con una pileta para acumular agua y contenedores para lavado y disposición de gel en superficie (de ser necesario) para lo cual se debe contar con ruptor y *buffer*.

**Control posterior.** En caso de que el nivel en el anular disminuya luego de efectuado el tratamiento (debido a la admisión de las roturas), completar la entre-columna con gel activado (no con agua) al momento de realizar la prueba de hermeticidad. Forzar el tratamiento hasta superar levemente la presión de prueba buscando cierre. Al realizar la PH cerrar el inyector para no tener variaciones en la medición.

## Conclusiones

La metodología de *casing* líquido permite recuperar la hermeticidad, anular de pozos inyectores con roturas de *casing*. El sistema genera una

barrera de protección adicional que aísla los fluidos del pozo, de los acuíferos y formaciones superficiales sin cementar.

El sistema actúa creando un sello profundo en formación y en el anular, evitando que se depositen incrustaciones inorgánicas (carbonatos) o sólidos provenientes de las roturas de *casing*.

El sistema permite identificar fallas en la instalación de inyección, ya que transmite la presión por entre-columna (PEC), sin que los fluidos inyectados contacten los acuíferos superficiales. La eficiencia del sistema se evalúa mediante pruebas de hermeticidad anular (PH).

El tratamiento puede ser removido mecánicamente al extraer la instalación durante la intervención del pozo.

En este caso el sistema es tratado en superficie (ruptura y neutralización) para su disposición final.

El sistema no es tóxico ni corrosivo. Es estable hasta temperaturas de 110 °C. Los antecedentes en aplicaciones de *Water Shut-Off* demuestran que tiene una durabilidad superior a 5 años.

El sistema ha demostrado ser muy efectivo para reparar roturas que presentan una extensión < 200 m y admisiones < 1 bpm (160 lt/min), si bien ha sido empleado con éxito en condiciones más severas.

Las reparaciones con *casing* líquido pueden ser realizadas sin equipo de torre (WO o *pulling*). Para ello es necesario colocar un mandril o camisa de circulación por encima del packer

superior, al bajar la instalación de inyección que permita conectar la directa con la entre-columna.

Cuando se requiere reparar roturas de *casing* de gran extensión donde es necesario reestablecer la integridad estructural del pozo asegurando su hermeticidad anular, se recomienda combinar el sistema *casing* líquido con la cementación por *casing alignment*. ■

## Referencias

1. Daens A., "Casing Suplementario, Resultados de Implementación en Cañadón Seco", Jornadas de Producción y Recuperación Secundaria. EOR - IAPG - Comodoro Rivadavia, agosto 2012.
2. Arango S., R. Cardoso, F. Maieron y V. Martinez, "Evaluación e Implementación de Nuevas Tecnologías para Reparar Pozos Inyectores en Campos Maduros", Jornadas de Producción IAPG Seccional Sur, Comodoro Rivadavia, agosto 2009.
3. Rivas F., F. Flores, W. Morris, G. Romera and J. Robles, "Methodology for Reestablishing Casing Integrity Affected by Corrosion", Well Integrity Management From Conception to Abandonment Applied Technology Workshop, SPE, Buenos Aires, november 2011.
4. Bizzotto J., "Roturas de casing en Proyectos de Recuperación Secundaria", Jornadas de Recuperación Secundaria, YPF, Malargüe, 2005.
5. Arze E., D. Cirer, H. Soto, J. Moggia, D. Morelli, "Reparación de Pozos con Problemas de Integridad - Yacimiento Cerro Dragón", Jornadas de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos, IAPG, Comodoro Rivadavia, agosto 2011

## Agradecimientos

Agradecemos a YPF e Y-TEC por promover la divulgación de este trabajo; al personal de SAI que estuvo involucrado en las operaciones publicadas en este trabajo. Finalmente, en especial, agradecemos a los equipos de Ing. de WO, Reservorios y todos los sectores involucrados de Cañadón Seco, El Trébol, Rincón de los Sauces y Mendoza Norte por su participación y su valioso aporte en la implementación de esta metodología de reparación de pozos inyectores.